

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



PROYECTO FIN DE CARRERA

INGENIERIA INDUSTRIAL

**CONEXIONADO A RED DE UNA PLANTA
FOTOVOLTAICA DE 18MW EN LA
LIBERTAD – PERÚ**

AUTOR: Natalia Calvo Marín

TUTOR: Pablo Ledesma Larrea

Leganes, a 9 de junio de 2015

INDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN

MÓDULO I – PLANTA FOTOVOLTAICA

MÓDULO II – SUBESTACIÓN

MÓDULO III – LÍNEA ELÉCTRICA

MÓDULO IV – CONEXIONADO A RED

BIBLIOGRAFÍA

ANEXO I – PLANOS

ANEXO II – CÁLCULOS

ANEXO III – ESTUDIO ECONÓMICO

INTRODUCCIÓN

Hasta los años noventa la economía del Perú se basó en los recursos naturales, en la explotación, procesamiento y exportación de recursos mineros, agrícolas y pesqueros. Su economía ha sido reflejo de su complicada y variada geografía [1]. Sin embargo, este panorama ha variado en los últimos años, con una amplia oferta de productos y servicios para exportación, convirtiéndose en la quinta economía latinoamericana. La economía peruana se encuentra en buen estado sostenida por la minería, la agroindustria, la pesca, las industrias ligeras y el turismo. En Perú la minería es el cuarto sector en importancia en la estructura del PIB peruano. Perú es el tercer mayor productor mundial [2] de cobre y plata y segundo de litio, zinc [3] y yodo.

En los últimos años la economía peruana ha tenido un nivel de crecimiento notable respecto a otras economías del mundo, solo comparable al crecimiento de China [4]. Según la revista América Economía [5] y el Fondo Monetario Internacional [6], el país tuvo en el año 2008 la segunda inflación más baja del mundo después de Francia y por lo tanto es una de las economías más sólidas de la región en ese sentido.

En los últimos años se ha producido una mejora notable en el sector eléctrico. Mejoró la eficacia y la calidad del servicio y aumentó el número de hogares con alumbrado del 74,4% en 2003 al 91,1% en 2012 [7]. El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional abastece al 85 % de la población. Para cubrir el resto del país dispone de varios sistemas aislados.

Actualmente, la generación de electricidad está dividida entre las energías térmica e hidroeléctrica. Según el Ministerio de Energía y Minas, hasta el año 2009, el 59 % de la capacidad instalada correspondía a la generación térmica y el 41 % a la generación hidroeléctrica, con un porcentaje insignificante de otras fuentes de energía renovable [8].

De la capacidad total, el 84 % ingresaba al mercado eléctrico, mientras que el restante 16 % se generaba para consumo propio [8]. Según el Instituto Nacional de Estadística e Informática la producción de electricidad, durante el año 2012, se incrementó en 5,7 %. Entre 2002 y 2012, la producción de electricidad pasó de 21.982 GWh a 40.985 GWh, con lo cual acumuló un aumento de 86 % y un promedio anual de 6,4 % [7].

Perú es un estado que fomenta las energías renovables, además, la disponibilidad de recurso primario y las posibilidades de evacuación de la energía a la red del SEIN (Sistema eléctrico interconectado nacional), hacen de Perú un candidato idóneo para instalación de una planta de estas características.

A pesar de que tanto las características del emplazamiento como las características tecnológicas expuestas en este proyecto podrían hacer de él un proyecto viable para construcción, esta planta y este proyecto no tienen fines constructivos ni de aplicación real más allá de ser un documento pedagógico que pueda servir de guía en los

distintos aspectos que implican la conexión a red y la tecnología de una planta fotovoltaica.

Se ha pretendido por lo tanto, a nivel pedagógico, realizar el diseño de los aspectos involucrados en una planta fotovoltaica desde la generación de la energía hasta el vertido de la misma al sistema eléctrico, incluyendo los cálculos, implantaciones, diseños, planos, ingeniería y estudios involucrados.

MÓDULO I: PLANTA FOTOVOLTAICA

ÍNDICE MÓDULO I – PLANTA FOTOVOLTAICA

1	CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL PROYECTO	12
1.1	Elección del emplazamiento	12
1.2	Situación y emplazamiento	12
1.3	Ubicación y extensión área disponible	13
1.4	Condiciones del emplazamiento	14
1.4.1	Condiciones climáticas	14
1.4.2	Condiciones sísmicas	14
1.4.3	Datos de radiación y temperatura	14
1.5	Cronograma de implementación	18
2	PLANTA FOTOVOLTAICA	19
2.1	Descripción de la tecnología fotovoltaica	20
2.2	Módulos fotovoltaicos	21
2.2.1	Tipo de material utilizado en su construcción	22
2.2.2	Tensión de salida del módulo.	24
2.2.3	Superficie del módulo	24
2.2.4	Número de células por módulo	24
2.2.5	Irradiación solar	24
2.2.6	Temperatura de las células solares	24
2.2.7	Módulos instalados en la central solar	25
2.3	Inversor	25
2.3.1	Tipos de inversores según la topología de potencia	26
2.3.2	Tipos de inversores según el control	28
2.3.3	Inversores instalados en la central solar	28
2.4	Estructura soporte	29
2.4.1	Estructura soporte instalada en la central - Seguidor a un eje Norte-Sur	31
2.5	Dimensionamiento de la planta	32
2.6	Tableros de corriente continua	35

2.7	Centro de Transformación	37
2.7.1	Transformador elevador	38
2.7.2	Celdas de media tensión	42
2.8	Líneas de subtransmisión colectoras de Media Tensión	43
2.8.1	Tipo instalación	43
2.8.2	Tipo de conexión	44
2.8.3	Características estructurales de los cables	45
2.8.4	Configuración de la red de media tensión de la central solar	47
3	DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LOS COMPONENTES DE CONTROL.....	49
3.1	Componentes del sistema de control	49
3.2	Sistemas de control del inversor en Alterna	50
3.2.1	Limitación de la potencia activa.....	50
3.2.2	Regulación de potencia reactiva	51
3.2.3	Seguimiento del punto de máxima potencia	52
3.2.4	Comportamiento ante huecos de tensión	52
3.2.5	Monitorización de la tensión y la frecuencia de la red.....	52
3.2.6	Sincronismo con la red	53
3.2.7	Reconocimiento de red aislada	53
4	CONEXIÓN DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA AL SEIN.....	54
4.1	Alternativas de conexión.....	54
4.2	Punto de conexión al SEIN	55
4.3	Subestación El Milagro.....	55
4.4	Línea eléctrica CS El Milagro	56

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.	TEMPERATURAS REGISTRADAS EN EL EMPLAZAMIENTO [9].	15
TABLA 2.	RADIACIÓN REGISTRADA EN EL EMPLAZAMIENTO [9].	16
TABLA 3.	CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS EN CONDICIONES ESTÁNDAR [10].	25
TABLA 4.	CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LOS INVERSORES [14].	29
TABLA 7.	CARACTERÍSTICAS DEL SEGUIDOR FOTOVOLTAICO.....	32
TABLA 8.	CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO.	34
TABLA 9.	VÉRTICES DE LA CENTRAL SOLAR.	35

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.	SITUACIÓN DE LA CENTRAL SOLAR EN EL TERRITORIO DE PERÚ.	12
FIGURA 2.	SITUACIÓN DE LA CENTRAL SOLAR EN LA PROVINCIA DE TRUJILLO, REGIÓN LA LIBERTAD.	13
FIGURA 3.	LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DISPONIBLE.	13
FIGURA 4.	VARIACIÓN DE LA TEMPERATURA [9].	15
FIGURA 5.	EVOLUCIÓN DE RADIACIÓN E INSOLACIÓN [9].	17
FIGURA 6.	ESQUEMA GENERAL DE CONEXIÓN DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.	19
FIGURA 7.	TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA.	20
FIGURA 8.	CURVA I-V PARA DIFERENTES IRRADIANCIAS Y TEMPERATURAS [10].	21
FIGURA 9.	CÉLULAS MONOCRISTALINO [11].	22
FIGURA 10.	CÉLULAS POLICRISTALINAS [11].	22
FIGURA 11.	CÉLULA SILICIO AMORFO [11].	23
FIGURA 12.	INVERSOR MONOFÁSICO DE MEDIO PUENTE [13].	26
FIGURA 13.	INVERSOR MONOFÁSICO DE PUENTE COMPLETO [13].	26
FIGURA 14.	INVERSOR PUSH-PULL [13].	27
FIGURA 15.	INVERSOR PUENTE TRIFÁSICO [13].	27
FIGURA 16.	TIPOS DE ESTRUCTURAS SOPORTE [11].	30
FIGURA 17.	DIMENSIONES REPRESENTATIVAS DEL SEGUIDOR.	32
FIGURA 18.	ASOCIACIÓN SERIE Y PARALELO [15].	33
FIGURA 19.	VISTA EN PLANTA DE LA CENTRAL SOLAR.	34
FIGURA 20.	ESQUEMA CAJAS NIVEL 1 Y 2.	36
FIGURA 21.	CT PREFABRICADO DEL FABRICANTE SMA [14].	37
FIGURA 22.	CIRCUITO EQUIVALENTE DE UN TRANSFORMADOR IDEAL [16].	39
FIGURA 23.	CIRCUITO EQUIVALENTE DE UN TRANSFORMADOR REAL REDUCIDO AL PRIMARIO [16].	39
FIGURA 24.	CIRCUITO EQUIVALENTE EXACTO DE UN TRANSFORMADOR REAL REDUCIDO AL PRIMARIO [16].	39
FIGURA 25.	NÚCLEO TRANSFORMADOR TRIFÁSICO [16].	40
FIGURA 26.	ESTRUCTURA CABLE [17].	45

CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA EL MILAGRO 18 MW

Memoria descriptiva

FIGURA 27.	ESQUEMA DE COMUNICACIONES DEL SISTEMA DE CONTROL.	50
FIGURA 28.	CURVA CARACTERÍSTICA FACTOR DE POTENCIA/POTENCIA ACTIVA...	51
FIGURA 29.	LOCALIZACIÓN DEL PUNTO DE CONEXIÓN.....	55

1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL PROYECTO

1.1 Elección del emplazamiento

El emplazamiento escogido es un área lo suficientemente grande como para poder instalar todos los equipos necesarios.

La instalación cuenta también con facilidad de acceso, esto simplifica considerablemente tanto la construcción como el posterior mantenimiento.

El terreno es llano, por lo que no son necesarios grandes trabajos de movimiento de tierras, nivelación y preparación del terreno. Además, no existen interferencias en la zona escogida.

1.2 Situación y emplazamiento

La central solar fotovoltaica El Milagro estará localizada junto a la localidad de El Milagro, perteneciente al distrito de Huanchaco, en la provincia de Trujillo, región La Libertad, Perú. En las siguientes figuras se muestra la situación de la misma.



Figura 1. Situación de la central solar en el territorio de Perú.

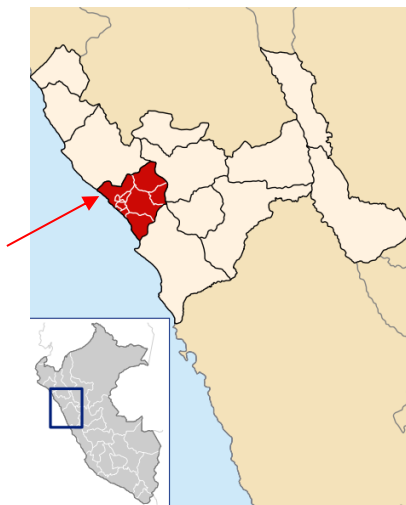


Figura 2. Situación de la central solar en la provincia de Trujillo, región La Libertad.

1.3 Ubicación y extensión área disponible

El área disponible para la instalación está situada al nor-oeste de la provincia de Trujillo y se encuentra a una altitud de 116 m aproximadamente.

La población más cercana es El Milagro, a unos 9 km al este de la instalación. Las ciudades más cercanas son Trujillo, situada a aproximadamente 17 km al sur-este, y Santiago de Cao, que se encuentra a 12 km al nor-oeste del área de la planta fotovoltaica.

La instalación se encuentra entre las carreteras Panamericana Norte y Avenida Federico Villareal Norte.

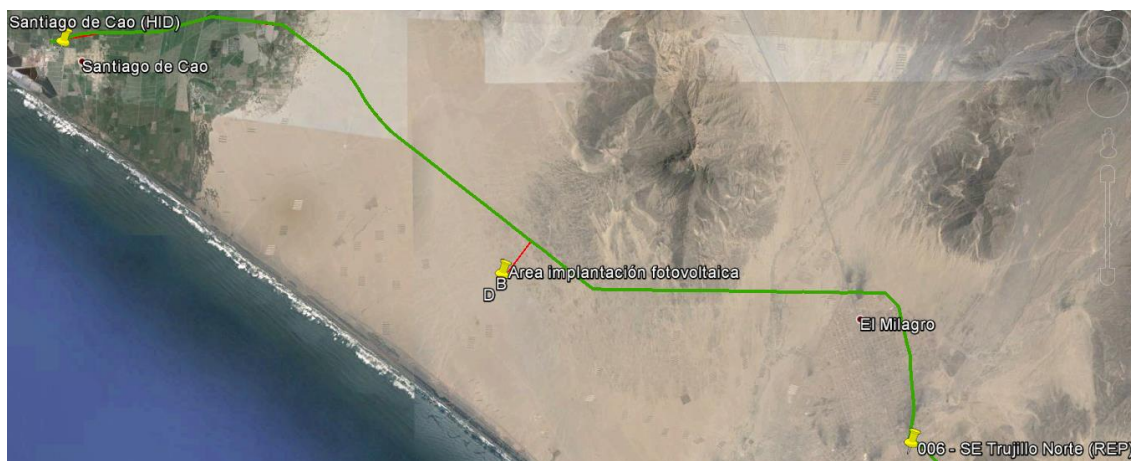


Figura 3. Localización del área disponible.

El área disponible para de la parcela es de aproximadamente 100 Ha.

Las coordenadas geográficas para el centro de la planta son aproximadamente:

Este: 704138.30 m

Sur: 9114251.62 m

Huso: 17L

UTM WGS84

1.4 Condiciones del emplazamiento

1.4.1 Condiciones climáticas

El emplazamiento de la Central Solar El Milagro presenta las siguientes características climáticas [9]:

- Temperatura mínima: 13,8° C
- Temperatura media: 19,2° C
- Temperatura máxima: 25,6° C
- Humedad relativa media: 98%
- Altura sobre el nivel del mar: 116 msnm

1.4.2 Condiciones sísmicas

Las cimentaciones y estructuras soporte para el equipamiento de la Central Solar El Milagro deben estar diseñadas para operar al menos bajo las siguientes condiciones sísmicas:

- Aceleración horizontal: 0,5 g
- Aceleración vertical: 0,3 g
- Frecuencia de oscilación: 10 Hz

1.4.3 Datos de radiación y temperatura

En la elección del emplazamiento a utilizar para la instalación de una central fotovoltaica uno de los factores clave es conocer la radiación y temperatura de la zona. Hoy en día existen diversas fuentes a partir de las cuales podemos obtener estos datos como son por ejemplo la NASA, el PVGyst o Meteonorm.

CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA EL MILAGRO 18 MW

Memoria descriptiva

A través del programa Meteonorm obtenemos los datos de la estación meteorológica Trujillo/Martínez próxima al emplazamiento. Los datos obtenidos son los siguientes:

MES	Ta (°C)	Ta min (°C)	Ta dmin (°C)	Ta dmax (°C)	Ta max (°C)	RH (%)
Enero	20.9	14.6	17.9	24.2	27.5	99
Febrero	22.0	16.0	18.9	25.3	28.7	94
Marzo	21.8	16.1	18.8	25.2	28.8	97
Abril	20.6	14.9	17.2	23.5	27.9	97
Mayo	19.3	13.6	16.5	22.4	26.3	100
Junio	18.5	13.9	15.8	20.9	24.3	98
Julio	17.7	12.9	15.2	20.4	24.0	100
Agosto	17.1	12.1	14.7	19.5	22.8	99
Septiembre	17.0	12.9	14.4	19.2	22.6	98
Octubre	17.2	12.1	14.4	20.1	23.1	99
Noviembre	18.2	13.1	15.0	21.1	24.6	98
Diciembre	19.5	13.5	16.4	22.8	26.9	100
Año	19.2					98

Tabla 1. Temperaturas registradas en el emplazamiento [9].

Donde, Ta	Temperatura del aire
Ta min	10 años mínimo
Ta max	10 años máximo
Ta dmin	media de las mínimas diarias Ta
Ta dmax	media de las máximas diarias Ta
RH	Humedad relativa

Además, en el siguiente gráfico podemos ver esta variación de las temperaturas a lo largo del año.

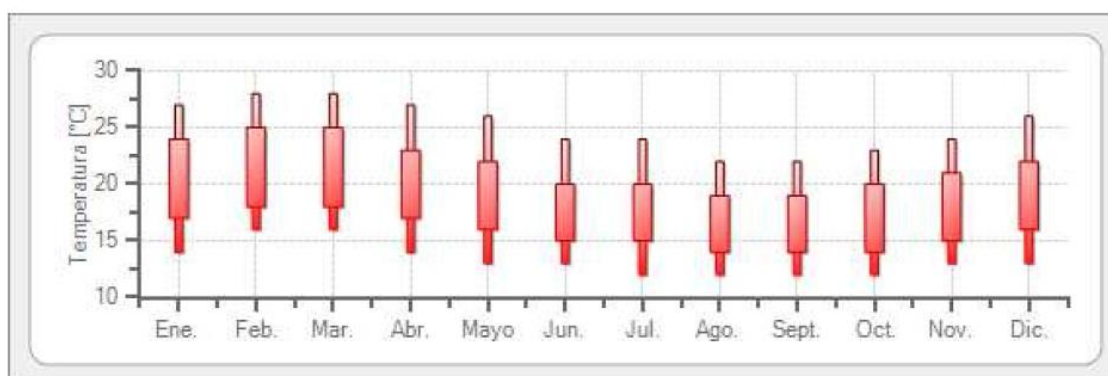


Figura 4. Variación de la temperatura [9].

CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA EL MILAGRO 18 MW

Memoria descriptiva

Más adelante se comentará la influencia de la temperatura sobre las células solares.

MES	H_Gh (kWh/m ²)	SDm (h)	SDd (h)	SD astr. (h)	RR (mm)	RD (d)	FF (m/s)	DD (deg)
Enero	185	94	2.9	12.4	2	3	4.8	74
Febrero	181	74	2.7	12.2	1	2	4.3	74
Marzo	192	98	3.0	12.0	2	2	4.3	74
Abril	182	104	3.3	11.8	0	2	4.0	74
Mayo	163	136	4.3	11.6	0	2	4.4	180
Junio	148	158	5.0	11.5	0	2	3.9	180
Julio	143	185	6.2	11.6	0	2	3.9	180
Agosto	155	176	5.4	11.7	0	3	4.4	74
Sept.	165	137	4.5	11.9	0	2	4.4	74
Octubre	191	140	4.4	12.2	0	2	4.4	74
Nov.	186	120	3.8	12.4	0	2	4.7	74
Diciembre	191	109	3.5	12.5	0	2	4.3	74
Año	2083	1530	4.2		6	26	4.3	92

Tabla 2. Radiación registrada en el emplazamiento [9].

Donde,

H_Gh	Irradiación global horizontal
SD	Duración de la insolación
SD astr.	Duración de la insolación (astronómico)
RR	Precipitación
RD	Días con precipitación
FF	Velocidad del viento
DD	Dirección del viento

Las siguientes tablas muestran la variación de la radiación y la insolación a lo largo del año.

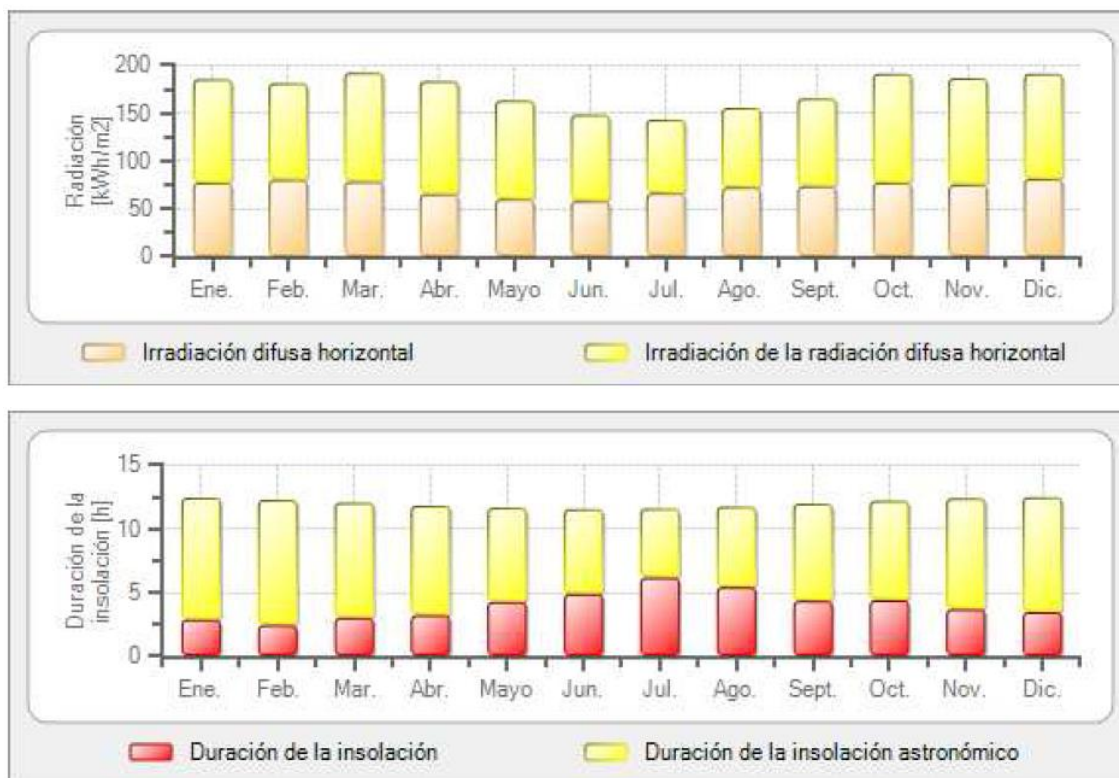


Figura 5. Evolución de radiación e insolación [9].

En apartados posteriores se verá su influencia en la generación fotovoltaica.

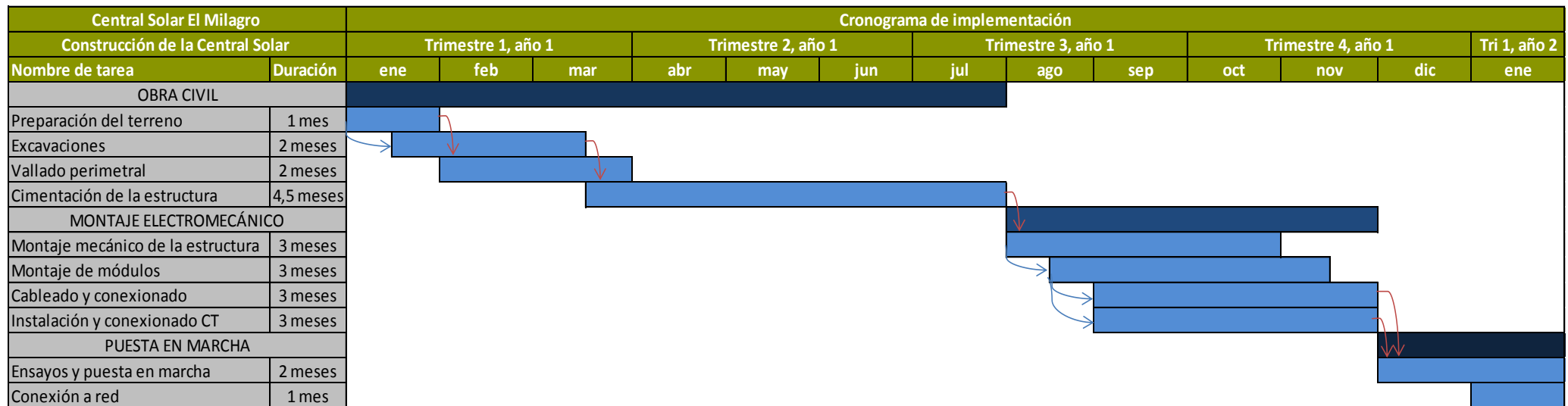
CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA EL MILAGRO 18 MW

Memoria descriptiva

1.5 Cronograma de implementación

La construcción de la central solar El Milagro se estima que llevará 13 meses.

El cronograma estimado de implementación de la Central Solar El Milagro se adjunta a continuación:



2 PLANTA FOTOVOLTAICA

En el presente apartado se escogerán los parámetros de diseño de diversos equipos, si bien estas decisiones están basadas en la experiencia y en cálculos preliminares, más adelante se realizará un estudio en detalle de la instalación mediante herramientas de simulación que confirmaran si estos valores son adecuados o se ajustarán los parámetros que sean necesarios.

La Central Solar estará implementada por los equipos mecánicos y eléctricos listados a continuación:

- Módulo fotovoltaico.
- Seguidor solar.
- Cable de corriente continua.
- Tableros de corriente continua.
- Inversores solares.
- Cable de corriente alterna.
- Transformadores.
- Cable de media tensión.
- Celdas de media tensión.
- Otros sistemas:
 - Sistema de monitorización.
 - Estación meteorológica y sensores.
 - Sistema de seguridad.
 - Red de tierras.
 - Sistema de protección contra el rayo (si fuera necesario).

Considerando distintos factores, como el espacio disponible, las tecnologías empleadas y la distinta legislación para diferentes potencias instaladas se ha decidido diseñar la central solar fotovoltaica para una potencia de 18 MW.

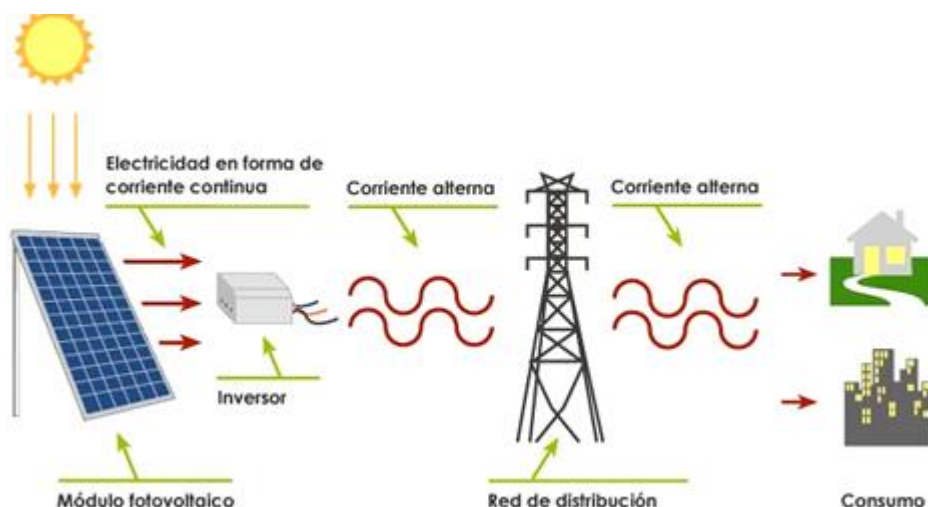


Figura 6. Esquema general de conexión de una instalación fotovoltaica.

2.1 Descripción de la tecnología fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es aquella que se obtiene por medio del proceso directo de transformación de la energía del sol en energía eléctrica.

Por lo tanto la central solar empleará la radiación solar como fuente de energía, transformándola en energía eléctrica.

Las células fotovoltaicas están formadas por materiales semiconductores como el silicio. Una vez que la luz del sol incide sobre la superficie de la célula fotovoltaica comienza la generación de corriente continua. Al incidir la luz del sol sobre la superficie de la célula fotovoltaica, los fotones de la luz solar transmiten su energía a los electrones del material semiconductor, para así poder circular dentro del sólido. La tecnología fotovoltaica consigue que parte de estos electrones salgan al exterior del material semiconductor generándose así una corriente eléctrica capaz de circular por un circuito externo.

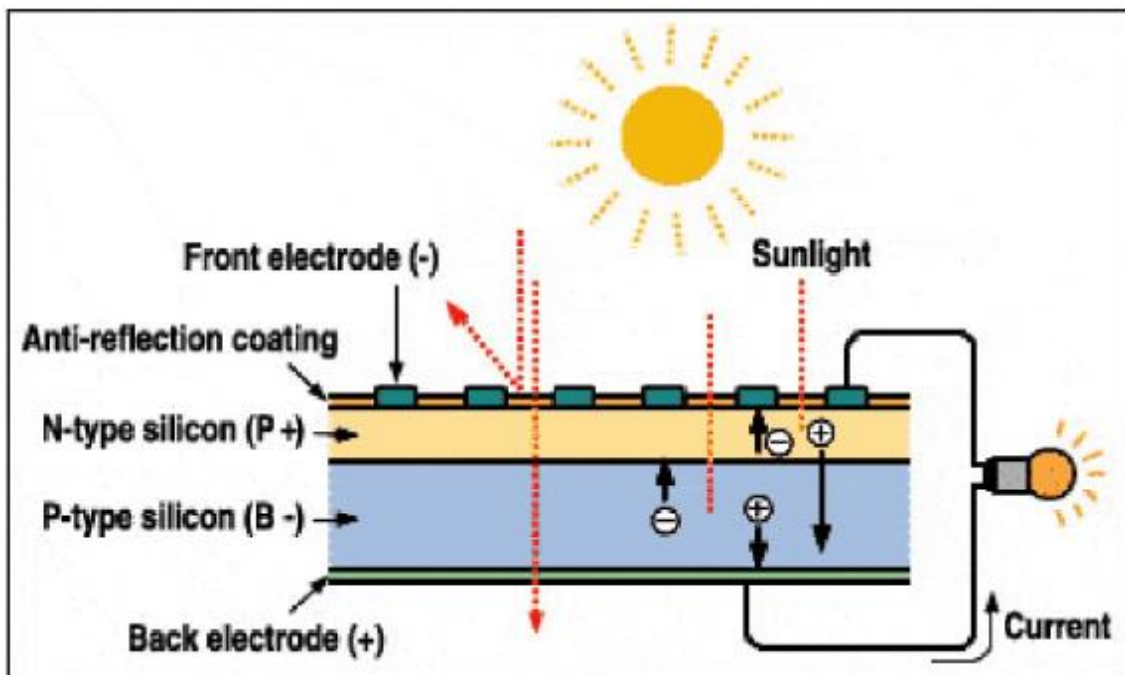


Figura 7. Tecnología fotovoltaica.

Las células solares se unen eléctricamente unas con otras, conformando los módulos fotovoltaicos mediante conexiones serie y paralelo.

Los módulos fotovoltaicos se conectan entre sí, formando lo que se denominan ramas, cadenas o strings. De este modo, es posible realizar instalaciones de varios megavatios de manera modular.

2.2 Módulos fotovoltaicos

Los módulos solares fotovoltaicos están formados por un conjunto de células solares normalmente de silicio (material absorbente de luz) interconectadas eléctricamente, produciendo electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos.

El parámetro estandarizado para clasificar su potencia se denomina potencia pico y se corresponde con la potencia máxima que el módulo puede entregar bajo unas condiciones estandarizadas, que son:

- Radiación de 1000 W/m^2
- Temperatura de célula de 25°C (no temperatura ambiente).

Aunque existen otros materiales aptos, los módulos generalmente se fabrican de silicio. Su eficiencia es mayor, cuanto mayor es el cristal. Esto a su vez hace aumentar su peso, su grosor y su coste. Presentan características muy diversas en función del fabricante, por tanto éste debe proporcionar en la ficha técnica del módulo las diferentes características eléctricas, mecánicas y la curva I-V (curva que mejor determina su comportamiento y estas características).

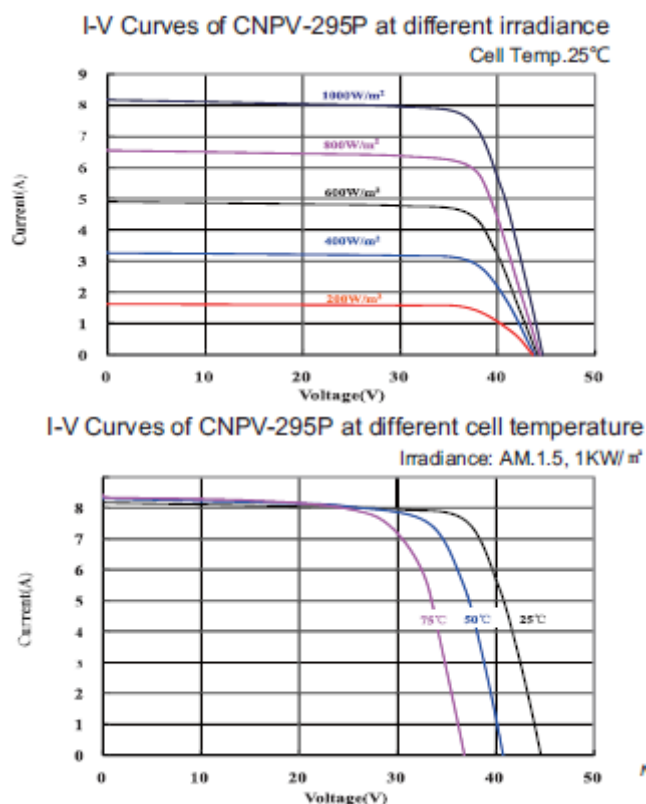


Figura 8. Curva I-V para diferentes irradiancias y temperaturas [10].

Normalmente los fabricantes incluyen en sus catálogos las curvas I-V de un módulo para diferentes niveles de iluminación y/o temperatura, debido a las grandes variaciones de los diferentes parámetros.

Hay determinados parámetros que se deben conocer de un módulo fotovoltaico, los más importantes se explican en los siguientes puntos.

2.2.1 Tipo de material utilizado en su construcción

Monocrystalino: las células se componen de secciones de un único cristal de silicio (reconocibles por su forma circular u octogonal).



Figura 9. Células monocristalino [11]

Policristalino: las células están formadas por pequeñas partículas cristalizadas.

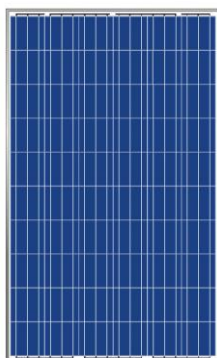


Figura 10. Células policristalinas [11].

Thin films – Entre los que se encuentra el silicio amorfo: cuando el silicio no se ha cristalizado.



Figura 11. Célula silicio amorfo [11].

El material de la célula define el rendimiento del módulo, pero también condiciona su precio.

La diferencia en las características eléctricas de módulos monocristalinos y policristalinos de la misma potencia y fabricante es apenas inexistente.

En principio los módulos monocristalinos son de mejor calidad porque la fabricación de la celda se basa en un solo cristal. Para conseguir silicio monocristalino, el procesamiento que hay que realizarle al silicio es mayor ya que el silicio se presenta en la naturaleza con altos grados de impurezas, lo que aumenta su coste considerablemente.

El silicio policristalino tiene una estructura cristalina no uniforme por lo que su eficiencia es menor (máximo 6%), sin embargo, se ha escogido el silicio policristalino por mostrar las siguientes ventajas [12]:

- Ofrece un menor coste comparado con las células monocristalinas
- Capacidad de amortización más rápida frente a los paneles monocristalinos por su precio
- Hay una gran competencia en este tipo de tecnología, por lo que es fácil encontrar paneles policristalinos en el mercado
- Tienen menor margen de error en captación de radiaciones difusas

La tecnología Thin Film, se ha descartado por los siguientes motivos [11]:

- Es la tecnología más cara de las tres.
- Requiere de más mantenimiento. Necesitan la conexión del terminal negativo a tierra, existiendo un alto riesgo de descarga eléctrica en caso de fallo en el módulo. Esto requiere que el personal de mantenimiento tenga alta cualificación en electricidad para llevar a cabo las tareas reparación.

- Es de potencias más pequeñas, necesitando mayor número de módulos para conseguir la misma potencia, y un espacio dos veces más para la misma cantidad de energía.
- No es apropiada para funcionar en ambientes con humedades relativas muy elevadas.
- No es tan eficiente, se produce una degradación de la energía considerable con el tiempo del orden del 15-30% respecto a los valores iniciales.
- Altos costes de instalación y mantenimiento.

2.2.2 Tensión de salida del módulo.

Esto condiciona algunos de los elementos de la instalación, como puede ser el inversor, las secciones de los cables, etc.

2.2.3 Superficie del módulo

Puede variar condicionando los sistemas de soporte y el espacio necesario para su instalación. Esto a su vez repercute en las dimensiones de la parcela en la cual se instalará la central de los megavatios establecidos.

2.2.4 Número de células por módulo

El número de células colocadas en serie afecta principalmente a la tensión. Los módulos solares fotovoltaicos se diseñan para trabajar a una tensión nominal que, en las condiciones de iluminación y temperatura más frecuentes, coincida con el valor de V_{mpp} (punto de máxima tensión del módulo).

2.2.5 Irradiación solar

La intensidad de la corriente eléctrica producida por el módulo aumenta con la irradiación, permaneciendo más o menos constante la tensión.

Es importante conocer este efecto y la correcta orientación de los módulos, ya que los valores de la irradiación cambian a lo largo de todo el día, en función de la elevación del sol. Si queremos obtener un mayor rendimiento a lo largo del día, será necesario cambiar la posición de los módulos de manera que cambien su orientación siguiendo la posición del sol para lograr que los rayos del sol incidan lo más perpendicularmente posible sobre la célula.

2.2.6 Temperatura de las células solares

No se debe confundir con la temperatura ambiente de la célula. La exposición al sol de las células provoca su calentamiento, y con el aumento de su temperatura la tensión y la potencia generada por los módulos son menores.

Para evitar esto es recomendable montar los módulos de tal manera que estén bien aireados o, en algunas circunstancias, refrigerarlos para aumentar su rendimiento.

2.2.7 Módulos instalados en la central solar

La central solar convierte la energía procedente de la radiación solar en energía eléctrica a través de los paneles fotovoltaicos.

Las características del tipo de módulos seleccionados se muestran en la siguiente tabla:

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	MÓDULO
Potencia	300 Wp
Tolerancia de salida P_{max}	0/+3 %
Corriente de máxima potencia (I_{mpp})	8 A
Tensión de máxima potencia (V_{mpp})	37.60 V
Corriente de cortocircuito (I_{cc})	8.5 A
Tensión de circuito abierto (V_{oc})	45.2 V
Eficiencia del módulo η_m	15.4 %
TONC (800 W / m ² , 20° C, AM 1.5, 1 m/s)	45 ± 2 °C
Tensión máxima del sistema (VDC)	1000 V
Valor máximo de fusible en serie	20 A
Coeficiente de temperatura de P_{mpp}	-0.40 %/°C
Coeficiente de temperatura de I_{sc}	0,05 %/°C
Coeficiente de temperatura de V_{oc}	-0,30 %/°C
CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS	MÓDULO
Tipo de silicio	Policristalino
Tamaño de las células	156 x 156 mm
Dimensiones	1965 x 992 x 42 mm
Peso	24 kg

Tabla 3. Características eléctricas en condiciones estándar [10].

Las condiciones estándar son: 1.000 W/m², 25° C célula y AM 1.5.

2.3 Inversor

El inversor fotovoltaico es el equipo encargado de la conversión de la corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna a la misma frecuencia de la red y cumpliendo con determinados requisitos de tensión eficaz, distorsión armónica de las ondas de tensión y corriente, eficiencia y rendimiento, seguridad eléctrica, etc. Desde la salida del inversor se evacuará la energía al

transformador que será el encargado de elevar la tensión establecida para la red de MT de la Central.

El sistema de control del inversor trabaja de forma que toma la máxima potencia posible (seguimiento del punto de máxima potencia) del generador fotovoltaico. El funcionamiento del inversor es totalmente automático. Cuando la radiación solar que incide sobre los módulos no es suficiente para suministrar corriente a la red, el inversor deja de funcionar. Puesto que la energía que consume la electrónica procede del generador fotovoltaico, cuando la radiación que llega al generador fotovoltaico no es suficiente para generar energía, el inversor sólo consume una pequeña cantidad de energía procedente de la red de suministro.

2.3.1 Tipos de inversores según la topología de potencia

Monofásicas

1. Medio puente

Topología adecuada para tensión en la batería alta y potencia en la carga media. La tensión máxima en la carga es $U_b/2$ por tanto, para igual potencia corrientes más elevadas que en el puente completo.

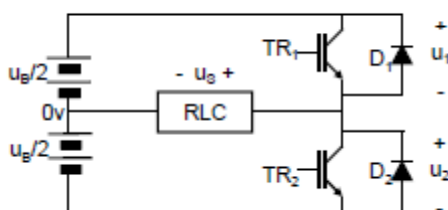


Figura 12. Inversor monofásico de medio puente [13].

2. Puente completo

La tensión máxima en la carga es U_b por tanto, para igual potencia hay corrientes más bajas que en el medio puente. Esta topología es adecuada para tensión en la batería alta y potencia en la carga alta. Tiene el doble de interruptores de potencia que el medio puente y que el push-pull y su control es más complejo por no tener un terminal referido a masa.

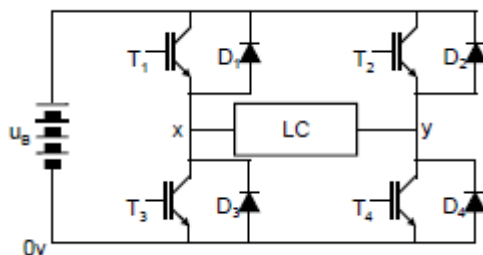


Figura 13. Inversor monofásico de puente completo [13].

3. Push-pull

El transformador de toma media tiene un factor de utilización bajo en el primario y empeora bastante el rendimiento de los circuitos prácticos. No es aconsejable utilizar esta topología para potencias de más de 10 kVA. Solo utiliza dos interruptores de potencia y ambos están referidos a masa, por tanto su control es sencillo.

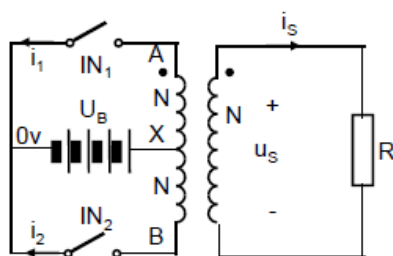


Figura 14. Inversor push-pull [13].

Trifásicas

1. Puente trifásico

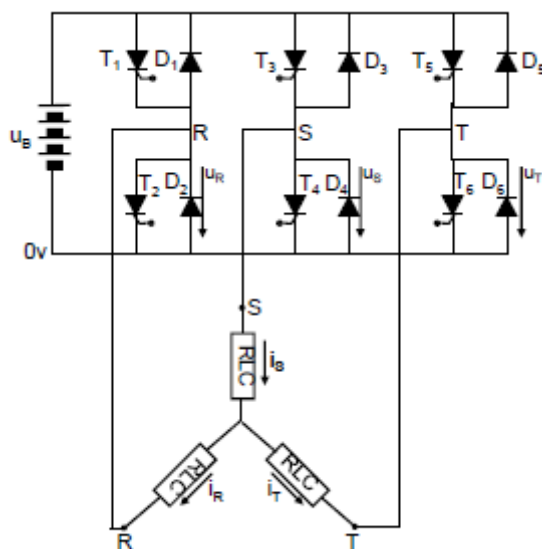
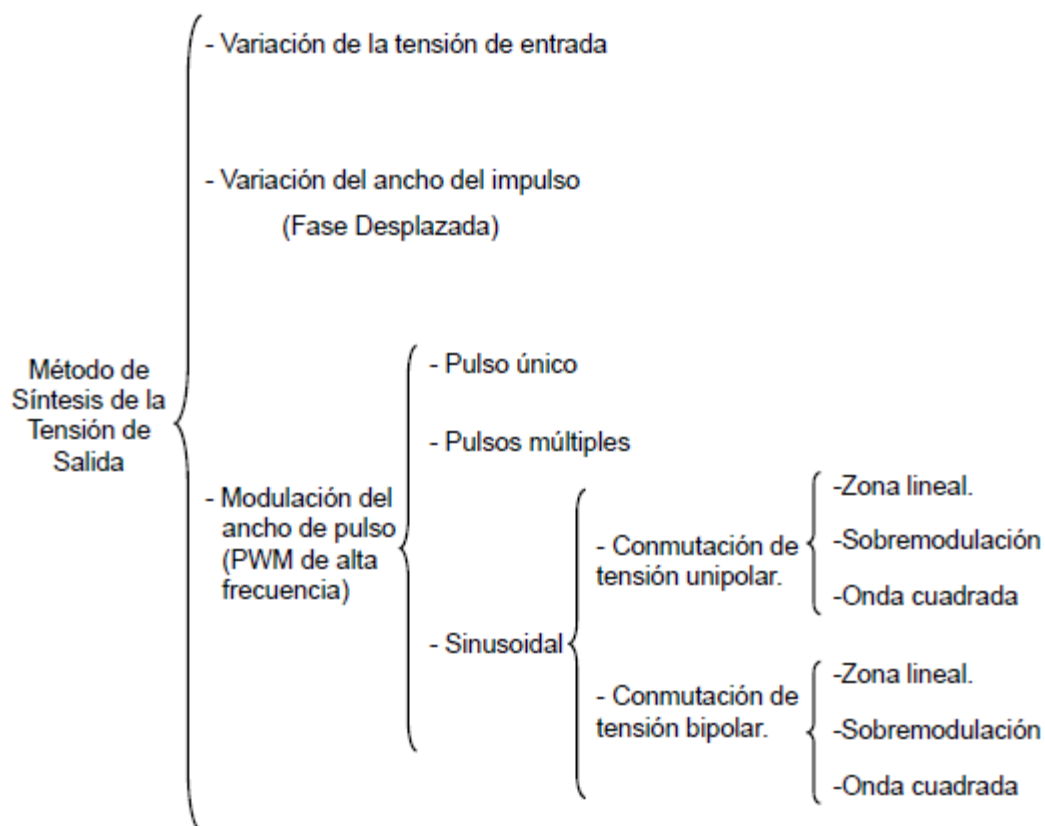


Figura 15. Inversor puente trifásico [13].

2.3.2 Tipos de inversores según el control



Por prestaciones y tendencia del sector el inversor más recomendado es PWM sinusoidal.

2.3.3 Inversores instalados en la central solar

Cada centro de transformación se compondrá de dos inversores de 500 kW. Por lo tanto la central solar contará con 36 inversores y 18 centros de transformación.

Las características principales de los inversores a emplear en la planta son las indicadas a continuación:

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	INVERSOR
Entrada	
Rango de tensión en MPP	430 – 820 Vdc
Tensión máxima	1000 Vdc
Corriente máxima	1250 A
Número de entradas MPPT	1
Nº de entradas en DC	9 plus
	6 minus

Salida	
Tensión AC	270 V
Corriente nominal AC	1069 A
Corriente máxima AC	1176 A
Frecuencia nominal	60 Hz
Fdp	1
Rendimiento	
Máximo	98.5 η
Europeo	98.2 η

Tabla 4. Características eléctricas de los inversores [14].

El inversor contará al menos con los siguientes elementos de protección:

- Interruptor/seccionador en el lado de DC.
- Interruptor en el lado de AC.
- Descargadores de sobretensión en DC, AC y suministro de auxiliares.

El inversor dispondrá de los siguientes elementos de control y maniobra:

- Seccionadores de corriente continua
- Vigilantes de aislamiento en continua
- Relés de actuación para contacto externo en caso de fallo de aislamiento en continua
- Sistema de monitorización de red
- Data-logger interno para almacenamiento de datos

Las protecciones incorporadas en el inversor son las siguientes:

- Fusibles de protección DC
- Descargadores de sobretensiones atmosféricas DC
- Interruptor magnetotérmico AC
- Descargador de sobretensiones atmosféricas AC y comunicaciones
- Protección contra fallo de aislamiento en continua
- Protección contra tensión de red fuera de rango
- Protección contra frecuencia de red fuera de rango
- Protección contra polaridad inversa
- Protección contra sobretensión

2.4 Estructura soporte

La estructura soporte es uno de los elementos clave para un aprovechamiento adecuado de toda la inversión, ya que es la que asegura la orientación e inclinación de diseño, así como la separación entre filas de módulos.

En el mercado actual existen diferentes estructuras soportes para crear plantas fotovoltaicas. Algunas de ellas son:

- Estructura fija: inclinada el ángulo óptimo para la ubicación escogida.
- Seguimiento a dos ejes: realiza un seguimiento del sol con eje vertical y con eje horizontal. La superficie se mantiene siempre perpendicular al sol.
- Un eje horizontal: la superficie gira en un eje horizontal. Realiza un seguimiento del sol, norte-sur o este-oeste.
- Un eje vertical: realiza un seguimiento del sol verticalmente, el ángulo de la superficie es constante e igual a la latitud. El giro se ajusta para que la normal a la superficie coincida en todo momento con el meridiano local que contiene al sol. La velocidad de giro es variable a lo largo del día.



Figura 16. Tipos de estructuras soporte [11].

Se ha decidido utilizar el sistema de seguimiento a un eje horizontal, las demás se han descartado por los siguientes motivos:

- Seguimiento a dos ejes: a priori es la estructura de seguimiento más rentable y que más energía produce, pero es la más cara en cuanto a su adquisición, montaje, funcionamiento y mantenimiento.
- Seguimiento a 1 eje vertical: en una zona con latitud baja es inútil instalar un sistema de seguimiento a un eje (eje vertical) ya que el diseño del seguidor sería horizontal. Estos seguidores fueron diseñados para zonas meridionales, donde se realiza un seguimiento del sol con ángulos de inclinación elevados.

Algunas características de los tipos de estructuras son:

VENTAJAS	INCONVENIENTES
Opción más utilizada	Menor captación de radiación solar.
Menor inversión	Disminución de la electricidad generada
No existen averías en la estructura	Ángulo de inclinación fijo.
No requiere apenas mantenimiento	

Tabla 5. Características de estructura fija.

VENTAJAS	INCONVENIENTES
Permite la variación de inclinación y orientación de los módulos fotovoltaicos, a lo largo del año y durante el día.	Mayor coste
Mayor captación de radiación solar.	Mayor nº de averías al contener partes mecánicas
Aumento de la electricidad generada.	Mayor inversión inicial.
Mecánica sencilla y robusta.	
Dificultan el robo de paneles.	

Tabla 6. Características del seguidor fotovoltaico.

El sistema de seguimiento solar apropiado para la zona es un seguidor de eje horizontal con seguimiento Este-Oeste y orientación Norte-Sur, ya que interesa captar la mayor radiación solar posible.

2.4.1 Estructura soporte instalada en la central - Seguidor a un eje Norte-Sur

Los módulos FV se instalarán sobre estructuras móviles, denominadas seguidores, que se mueven sobre un eje horizontal orientado de Norte a Sur en ángulos entre los -60° y $+60^\circ$ respecto a la vertical, realizando un seguimiento automático de la posición del sol en sentido Este-Oeste a lo largo del día, maximizando así la producción de los módulos en cada momento.

El seguidor se compondrá por los siguientes elementos:

- Cimentaciones.
- Estructura, formada por diferentes tipos de perfiles.
- Equipo de accionamiento para el seguimiento solar.
- Autómata astronómico de seguimiento con sistema de retroseguimiento integrado.
- Sistema de comunicación interna mediante PLC.
- Elementos de sujeción y tortillería.
- Elementos de refuerzo.

Los módulos se situarán sobre estructura fijada al terreno, que como se ha indicado, está constituida por diferentes perfiles y soportes, con un sistema de accionamiento para el seguimiento solar y un autómata que permita optimizar el seguimiento del sol todos los días del año. Los elementos estructurales principales del seguidor se fabricarán en acero galvanizado en caliente, de manera que presente una alta durabilidad frente a la corrosión.

El sistema de cimentaciones del seguidor se ejecutará en base a zapatas superficiales de hormigón, micro pilotes de hormigón o perfiles metálicos directamente hincados o atornillados al terreno. Las características definitivas de las cimentaciones se determinarán en función de las características del terreno que determine el estudio geotécnico.

Las principales características del seguidor son las indicadas a continuación:

CARACTERÍSTICAS	SEGUIDOR
Módulos por estructura	36 (2x18) módulos
Potencia por estructura	10.44 kWp
Inclinación	0°
Azimutal	0°
Ángulo seguimiento E-O	-60°/+60°

Tabla 7. Características del seguidor fotovoltaico.

Las distancias entre estructuras utilizadas en la implantación fotovoltaica han sido las siguientes:

- Distancia entre filas: 8 m (eje N-S).
- Distancia entre filas: 2,5 m (eje E-O).

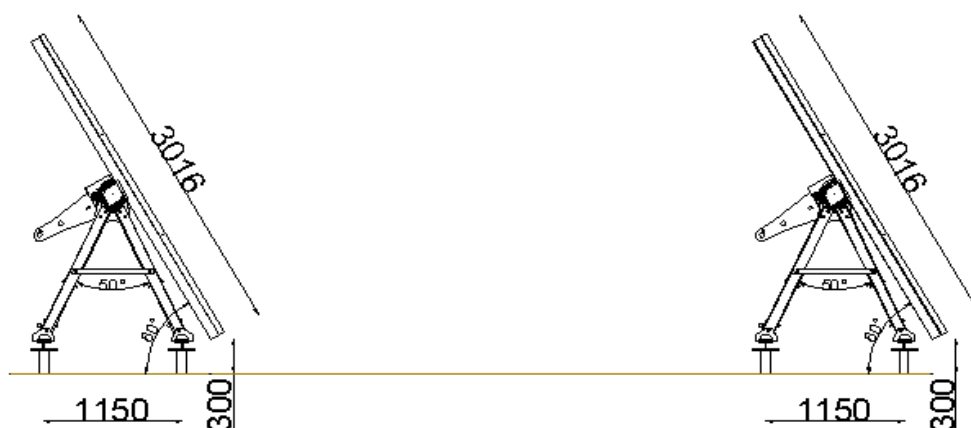


Figura 17. Dimensiones representativas del seguidor.

2.5 Dimensionamiento de la planta

Para obtener las dimensiones que debe tener la planta para que pueda generar la potencia deseada, se realizará el estudio del número de módulos en serie y el número de strings en paralelo permitidos según el tipo de inversor que se ha elegido. El rango de tensiones a la salida del generador fotovoltaico deberá estar dentro del rango de tensiones admisibles a la entrada del inversor y la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico tendrá que ser inferior al valor de la corriente máxima de entrada al inversor.

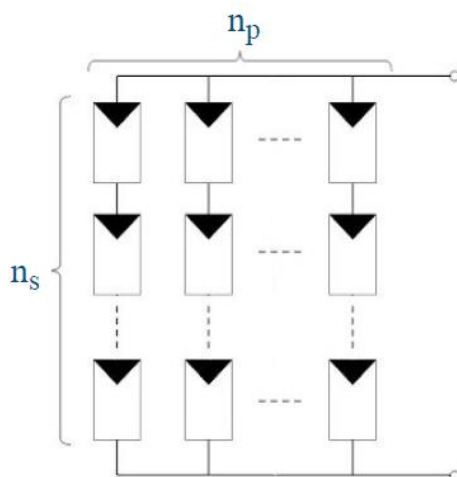


Figura 18. Asociación serie y paralelo [15].

Donde:

n_s número de elementos en serie que forman una rama

string asociación de módulos en serie

n_p número de ramas conectadas en paralelo

n_T $n_T = n_s \times n_p$; número total de elementos

De esta manera en el generador resultante, las tensiones se multiplican por n_s , las corrientes se multiplican por n_p y las potencias se multiplican por n_T .

A la entrada del inversor se deberán conectar en serie un número de paneles por string de manera que la tensión mínima y máxima del punto de máxima potencia del string se encuentre, en todo momento, dentro del rango de tensiones de entrada del inversor.

La tensión en el punto de máxima potencia del generador fotovoltaico siempre deberá ser menor que la tensión máxima de entrada en el inversor, ya que de lo contrario el inversor, además de no funcionar, podría averiarse.

Para hallar estos valores tendremos en cuenta [15]:

$$n_p \cdot I_{mpp} \cdot n_s \cdot V_{mpp} \approx \text{potencia del inversor}$$

$$n_p \cdot I_{cc} \leq \text{corriente máxima del inversor}$$

$$n_s \cdot V_{oc} \leq \text{tensión máxima del inversor}$$

Teniendo en cuenta lo anterior, el generador fotovoltaico estará compuesto por módulos fotovoltaicos de silicio poli-cristalino, interconectados entre sí en grupos denominados cadenas, series o "strings".

En la siguiente tabla se adjuntan las características eléctricas del total del generador fotovoltaico de 18 MWn.

CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA EL MILAGRO 18 MW

Memoria descriptiva

CARACTERÍSTICAS	TOTAL INSTALACIÓN
Nº total de módulos	59.616 Ud.
Potencia unitaria módulo	300 Wp
Potencia total generador	18 MWn
Nº de inversores	36 Ud.
Potencia nominal inversor	500 kW
Conexión módulos	18 módulos en serie

Tabla 8. Características eléctricas del generador fotovoltaico.

Teniendo en cuenta el número de módulos, las estructuras que lo soportan y la distancia entre las mismas se muestra a continuación la vista en planta de la central solar El Milagro. En los planos adjuntos a este documento pueden observarse más en detalle la implantación de la central solar:

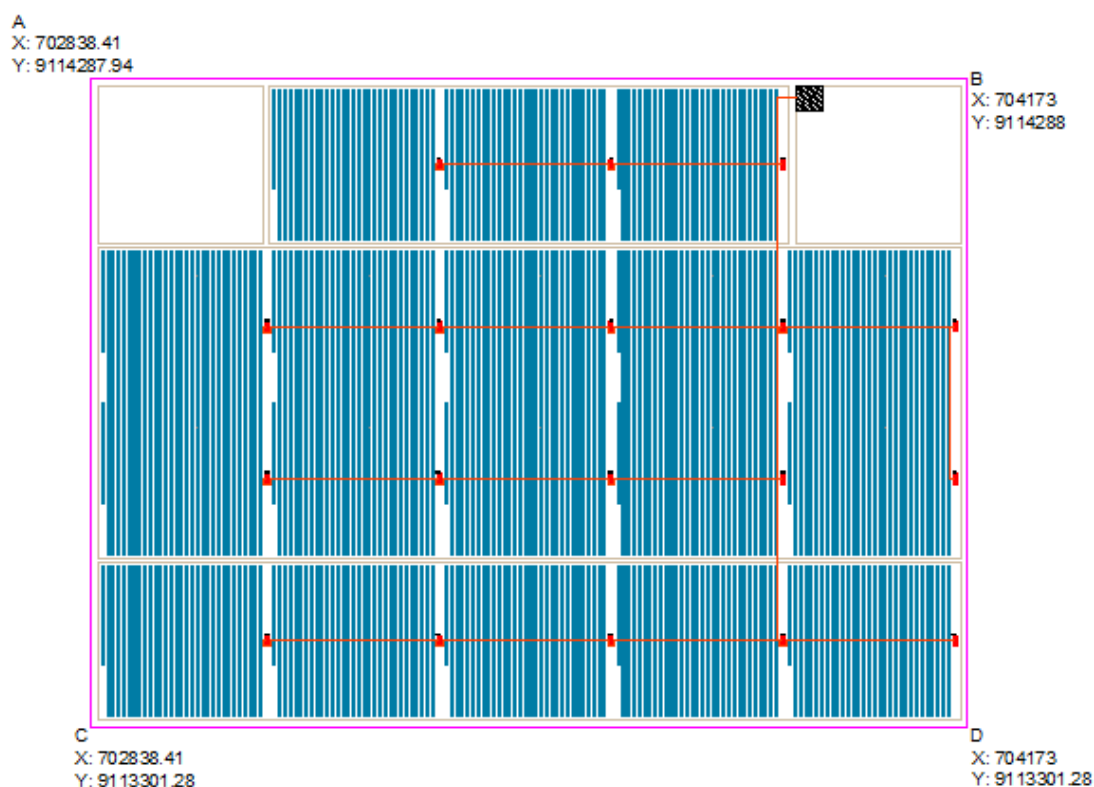


Figura 19. Vista en planta de la central solar.

Siendo las coordenadas de la parcela las siguientes:

COORDENADAS ÁREA DE LA CENTRAL SOLAR LA JOYA		
VÉRTICES	ESTE	SUR
A	702838,41	9114287,94
B	704173,00	9114288,00
C	702838,41	9113301,28
D	704173,00	9113301,28

Tabla 9. Vértices de la Central Solar.

2.6 Tableros de corriente continua

Los tableros de corriente continua, son los equipos que permiten agrupar las distintas strings de la instalación fotovoltaica. Con objeto de economizar y facilitar la instalación, varias strings se conectarán en paralelo, convergiendo en un único circuito. De esta forma se reducen las pérdidas eléctricas por caídas de tensión derivadas de elevadas longitudes del cableado de string, y se reducen costes de cableado.

Al mismo tiempo pueden tener las siguientes funciones:

- Protección contra sobreintensidades de las strings a través de los fusibles.
- Protección para el inversor y el campo de módulos fotovoltaicos frente a acoplamientos por sobretensión.
- Interruptor-seccionador de corriente continua entre el inversor y el campo de módulos.

Normalmente se consideran dos tipos de tableros o cajas, las cajas de nivel 1 y las cajas de nivel 2.

Las cajas de nivel 1 agrupan strings y están diseñadas para la protección eléctrica de los paneles fotovoltaicos de posibles sobretensiones y sobreintensidades.

Las cajas de nivel 2 agrupan cajas de nivel 1 y están diseñadas para la protección eléctrica de los inversores de posibles sobretensiones y sobreintensidades.

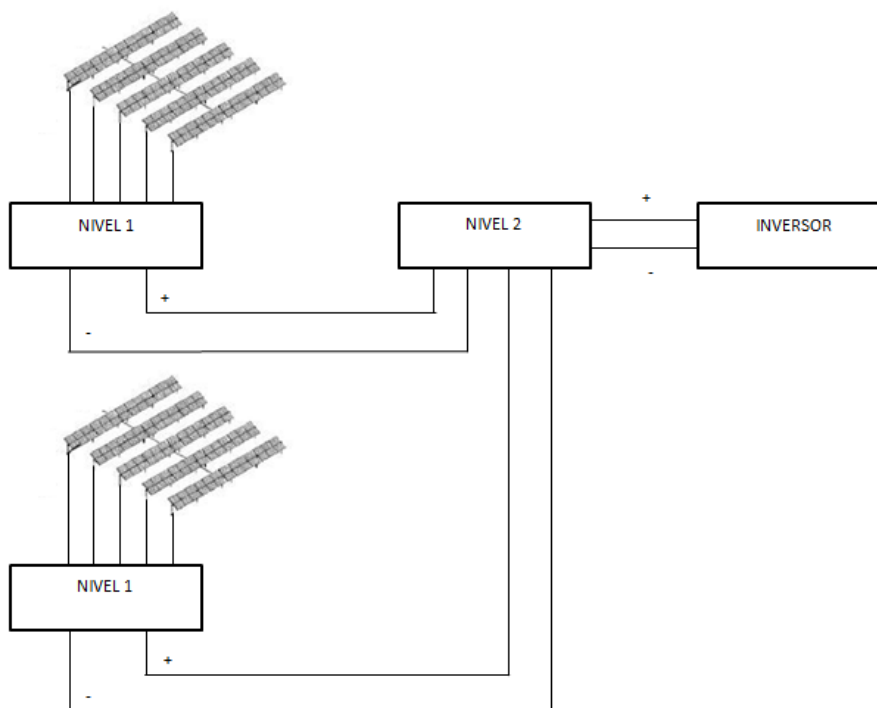


Figura 20. Esquema cajas nivel 1 y 2.

Los tableros de corriente continua contarán con fusibles en los polos positivo y negativo para proteger cada par de entradas. Además, contarán con descargadores de sobretensión y un seccionador a la salida.

Los tableros estarán provistos de un sistema de monitorización de corriente de string, que detectará faltas y enviará señales de alarma.

Los tableros se ubicarán en el exterior (IP 67), a lo largo del campo solar, en lugares accesibles, evitando la luz directa del sol y de forma que se faciliten las tareas de montaje y mantenimiento.

Las principales características de los tableros de corriente continua se indican a continuación:

- Voltaje máximo permitido: 1000 V.
- Números de entradas de CC: máximo 12-18 pares.
- Protecciones:
 - Fusibles de corriente adecuada al número de módulos por string en los polos positivo y negativo a la entrada de las strings.
 - Seccionador en carga.
 - Descargadores de sobretensión de clase II.

2.7 Centro de Transformación

Los inversores no son capaces de trabajar a altas tensiones debido a limitaciones de la electrónica de potencia. Sin embargo, para el transporte de la energía generada, buscamos tensiones altas para disminuir secciones y pérdidas en los cables. Esto hace necesaria la instalación de CTs que eleven la tensión repartidos por toda la planta.

Un centro de transformación es una instalación eléctrica que recibe energía a un nivel de tensión y la entrega a otro.

Se consideran los siguientes tipos:

- CT en edificio de obra civil: Todos los elementos se alojan en el interior de un edificio destinado a tal efecto.
- CT prefabricado: Todos los elementos se alojan en el interior de un edificio prefabricado de hormigón o envoltente metálica.
- CT subterráneo: Todos los elementos se alojan en un local subterráneo, al que se accede por medio de una trampa.
- CT intemperie: Se encuentran sobre una cimentación adecuada y están todos los equipos instalados al aire libre.

Se escoge un CT prefabricado ya que son más económicos, se construyen y monta íntegramente en fábrica lo que aumenta la calidad del montaje y reduce el trabajo en obra, su instalación y conexionado son especialmente sencillos. Es una solución ampliamente extendida en el mercado actual.



Figura 21. CT prefabricado del fabricante SMA [14]

Los centros de transformación (CTs) serán de tipo interior, dispuestos en edificios de hormigón/chapa o contenedores prefabricados, y albergarán los equipos encargados de agrupar, transformar y elevar la tensión de los sub-campos fotovoltaicos.

La central solar contará con 18 centros de transformación de 1MW de potencia nominal. Cada centro de transformación irá provisto de un transformador de MT de 1000 kVA y celdas de MT para un sistema de 23 kV.

La acometida a los centros será subterránea tanto en la entrada de las diferentes líneas colectoras de CC procedentes del generador fotovoltaico como en la salida en MT hacia subestación de la Central Solar.

Los centros de transformación incluirán al menos, los siguientes componentes:

- Inversores fotovoltaicos
- Transformador de potencia
- Celdas secundarias de Media Tensión (MT)
- Cuadros eléctricos
- Transformadores de servicios auxiliares

2.7.1 Transformador elevador

El transformador es una máquina eléctrica estática, destinada a funcionar con corriente alterna, constituida por dos arrollamientos, primario y secundario, y un núcleo generalmente de acero, que permite transformar la energía eléctrica, con unas magnitudes de tensión y corriente determinadas, a otras con valores diferentes, manteniendo constante la potencia [16].

El proceso de transformación tiene un gran rendimiento al no disponer la máquina de órganos móviles si no que la transformación se consigue basándose en la inducción electromagnética.

Para adecuar el nivel de tensión de salida del inversor, de BT a MT, la central contará con transformadores de 1000 kVA con doble devanado de BT para elevar la tensión a 23 kV.

2.7.1.1 Principio de funcionamiento

Al aplicar una tensión alterna al primario, circula por él una corriente alterna que produce a su vez un flujo alterno en el núcleo. Debido a la variación periódica de este flujo se crean fuerzas electromagnéticas inducidas en los arrollamientos, estas fuerzas tienen polaridad de acuerdo a la ley de Lenz, de oposición al cambio de flujo. Así, se produce en el secundario una corriente de sentido contrario a la del primario.

2.7.1.2 Transformador ideal. Circuito equivalente

Se considera un transformador ideal cuando:

1. Los devanados primario y secundario tienen resistencias óhmicas despreciables, lo que significa que no hay pérdidas por efecto Joule y no existen caídas de tensiones resistivas en el transformador. En el sistema real estas resistencias son de pequeño valor pero no nulas.
2. No existen flujos de dispersión, lo que significa que todo el flujo magnético está confinado al núcleo y enlaza ambos devanados primario y secundario. En el

transformador real existen partes del flujo que solamente atraviesan cada uno de los arrollamientos y que son los flujos de dispersión que completan su circuito a través del aire.

El circuito equivalente que lo representa es:

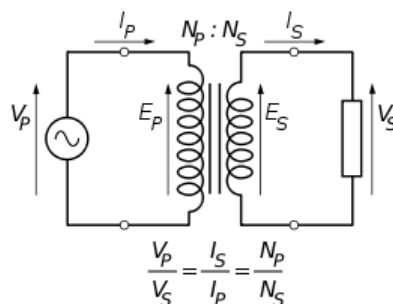


Figura 22. Circuito equivalente de un transformador ideal [16]

2.7.1.3 Transformador real. Circuito equivalente

En los transformadores reales hay que tener en cuenta los flujos de dispersión y la resistencia de los arrollamientos.

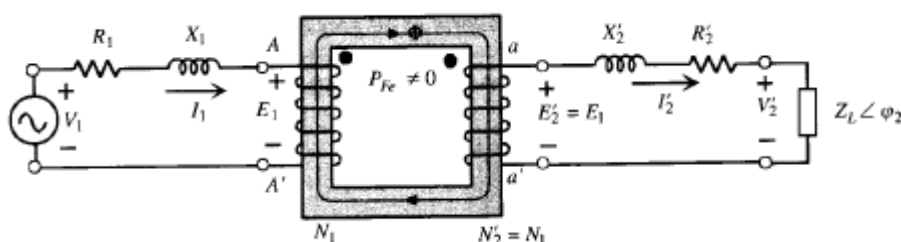


Figura 23. Circuito equivalente de un transformador real reducido al primario [16]

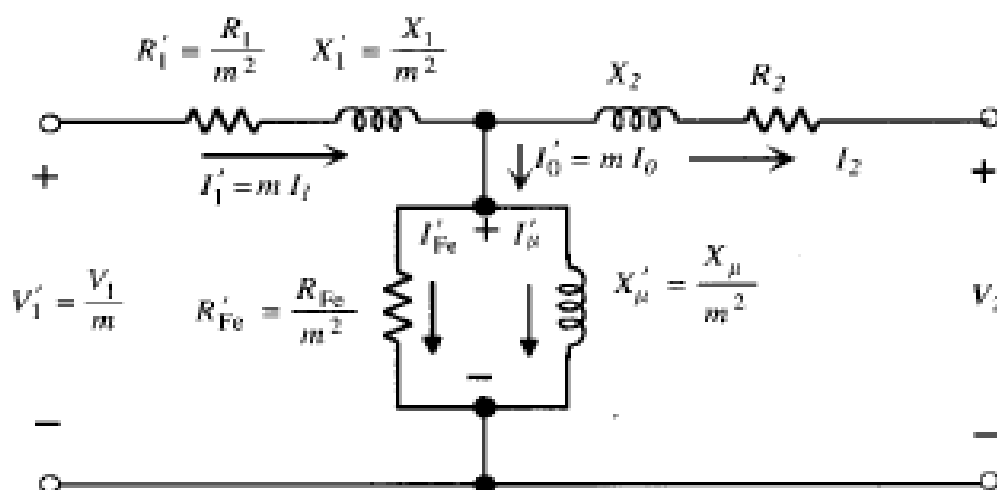


Figura 24. Circuito equivalente exacto de un transformador real reducido al primario [16]

2.7.1.4 Transformador trifásico

Para la transformación de corrientes y tensiones en sistemas trifásicos se emplea un transformador trifásico el cual tiene un solo núcleo magnético en el que se incorporan todos los devanados, así el sistema está formado por tres columnas iguales sobre las que se arrollan los bobinados primario y secundario de cada fase.

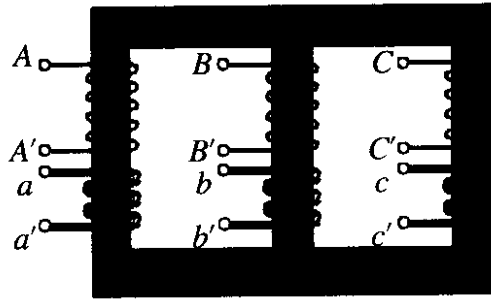


Figura 25. Núcleo transformador trifásico [16]

Las conexiones básicas de los transformadores trifásicos son [13]:

CONEXIÓN Y – y

VENTAJAS

1. El devanado tendrá menos espiras.
2. Conductor de mayor sección transversal.
3. Construcción menos costosa.
4. No presenta desplazamiento de fase entre las tensiones de primario y secundario.

INCOVENIENTES

1. Existen terceros armónicos de tensión.
2. Cargas desequilibradas producen tensiones homopolares que desequilibran las tensiones simples de primario y secundario.

CONEXIÓN Y – d

Se adapta particularmente bien a sistemas de alta tensión en el extremo reductor de tensión de la línea.

VENTAJAS

1. No tiene problema de tercer armónico de tensión.
2. Se comporta razonablemente bien frente a cargas desequilibradas.

INCOVENIENTES

1. Debido al triángulo, las tensiones secundarias sufren un desplazamiento de 30° respecto a las tensiones del primario, lo cual puede dar problema al conectar en paralelo los secundarios de dos grupos de transformadores.

CONEXIÓN D – y

Se utiliza como transformador elevador en las redes de AT.

VENTAJAS

1. No tiene problema de tercer armónico de tensión.
2. Se comporta razonablemente bien frente a cargas desequilibradas.
3. El primario en triangulo tiende a compensar los desequilibrios de las cargas monofásicas.

INCOVENIENTES

1. Presenta el mismo desplazamiento que el caso anterior.

CONEXIÓN D – d

Se utiliza en transformadores de BT ya que se necesitan más espiras/fase de menor sección.

VENTAJAS

1. Se comporta bien frente a cargas desequilibradas.

INCOVENIENTES

1. Ausencia de neutro.

CONEXIÓN Y – z

Se emplea únicamente en el lado de BT. Se utiliza en distribución ya que permite el uso de un neutro secundario.

VENTAJAS

1. Se comporta bien frente a cargas desequilibradas.

INCOVENIENTES

1. Requiere un 15% más de espiras que una conexión en estrella convencional.

2.7.1.5 Transformador instalado en la central solar

Los transformadores serán trifásicos, de interior, con regulación en carga en el lado de MT, aislados por baño de aceite con refrigeración natural o con refrigeración seca por encapsulación en resina epoxi.

Las características principales del transformador serán las indicadas a continuación:

- | | |
|-----------------------|-------------|
| - Potencia nominal: | 1000 kVA |
| - Tensión nominal MT: | 23.000 V |
| - Frecuencia nominal: | 60 Hz |
| - Clase: | Aceite/Seco |
| - Número de fases: | 3 |
| - Instalación: | Interior |
| - Regulación lado MT: | ±2,5% ±5% |

- Tensión nominal BT en vacío: 270 V
- Nivel de aislamiento en MT: 24/50/125 kV
- Nivel de aislamiento en BT: 1.1/3 kV
- Impedancia de cortocircuito: 6 %.
- Grupo de conexión: Dyn11
- Conexión primaria: Delta
- Conexión secundaria: Estrella + Neutro
- Características generales de conexión: x3 borneros para el ajuste de la tensión primaria (5 posiciones), x4 placas de conexión BT, x2 borneros de puesta a tierra, x2 orejetas para izar, x4 ruedas giratorias, x1 caja de conexión, x3 sondas de temperatura PT100, pantalla electrostática

Como ya se ha indicado anteriormente, estos valores son de diseño. En apartados posteriores se justificará que tras realizar diversos estudios sobre la central se comprueba que finalmente este transformador es de 1200 kVA.

2.7.2 Celdas de media tensión

Conjunto continuo de secciones verticales (Celdas) en las cuales se ubican equipos de maniobra (interruptores de potencia extraíbles, seccionadores, etc), medida (transformadores de corriente y de tensión, etc), y, cuando se solicite, equipos de protección y control, montados en uno o más compartimentos insertos en una estructura metálica externa, y que cumple la función de recibir y distribuir la energía eléctrica.

Las celdas de media tensión tipo Metalclad, están definidas según la norma IEC 60298, y sus principales características son:

- Equipos en compartimentos con grado de protección IP2X o mayor.
- Separaciones metálicas entre compartimentos.
- Al extraer un equipo de media tensión, existirán barreras metálicas que impedirán cualquier contacto con partes energizadas.
- Compartimentos separados al menos para:
 1. cada interruptor o equipo de maniobra,
 2. elementos a un lado del equipo de maniobra (por ej.: Cables de potencia)
 3. elementos al otro lado del equipo de maniobra (por ej. : Barras)
 4. equipos de baja tensión (por ej. : relés)
- Cuando las celdas son de doble barra, cada conjunto de barras debe ir en un compartimento separado.

2.7.2.1 Celdas instaladas en la central solar

Cada estación transformadora albergará celdas de MT que incorporarán la aparamenta necesaria de maniobra y protección.

Se instalarán celdas compactas debido a que, entre otras ventajas, permiten una operación segura y sencilla, tienen pequeñas dimensiones y poco peso, aumentan la protección frente a condiciones ambientales y accidentes, y generalmente la manipulación e instalación es rápida y sencilla.

La central solar dispondrá de 18 unidades de celdas de MT situadas en cada centro de transformación, para un sistema con un nivel de tensión de 23 kV y 60 Hz de frecuencia. Cada unidad estará compuesta por los siguientes módulos:

- Una celda de salida con interruptor/seccionador en carga y seccionador de puesta a tierra.
- Celdas de entrada con interruptor/seccionador en carga y seccionador de puesta a tierra. El número de este tipo de celdas de MT dependerá de la posición que ocupe el CT en la línea de subtransmisión colectoras de media tensión.
- Una celda de transformador con interruptor-fusible combinado de salida y seccionador de puesta a tierra.

Las unidades de celdas de MT estarán definidas en los diagramas unifilares adjuntos en el Anexo 1 del presente documento.

El seccionador de puesta a tierra, será capaz de soportar la corriente nominal de cortocircuito. Los interruptores/seccionadores estarán dimensionados para abrir en carga la corriente nominal. Los equipos serán adecuados para la operación continua en interior y altitudes de hasta 116 m sobre el nivel del mar, humedad máxima del 98%, temperatura ambiente media de 19.2°C, mínima de 13.8°C y máxima de 25.6°C.

2.8 Líneas de subtransmisión colectoras de Media Tensión

Para evacuar la energía generada en la planta fotovoltaica se diseñará una red colectora de media tensión que se encargará de transportar la energía desde las celdas de media tensión, ubicadas en el centro de transformación, hasta la subestación de evacuación.

2.8.1 Tipo instalación

Los conductores que forman la red de media tensión se pueden instalar de diferentes maneras.

Los métodos de instalación más comunes son:

- Cable enterrado directamente en terreno normal
- Cable enterrado bajo tubo
- Cable tendido al aire

- Cable tendido al aire bajo tubo
- En galería

Las instalaciones subterráneas, se emplean en todos aquellos casos en que la adaptabilidad de este tipo de cables a las más diversas condiciones de instalación y su versatilidad característica pueda representar una ventaja.

Las instalaciones aéreas a la intemperie proporcionan, entre otras ventajas, la supresión del peligro de contactos accidentales y una mayor garantía de continuidad en el servicio.

La forma de instalar los conductores influirá en la capacidad de los mismos para evacuar calor y esto nos llevará a unos coeficientes de corrección que harán que la corriente se vea disminuida.

Para el caso de la central solar se instalará cable enterrado directamente ya que es la más fácil de instalar y gracias a las características de diseño de la red no es necesario instalarlo bajo tubo.

2.8.2 Tipo de conexión

Podemos hacer una primera clasificación de las redes eléctricas según su disposición y modo de alimentación en los dos tipos siguientes:

Sistemas radiales o en antena

Desde cada centro de transformación hasta la subestación se debe encontrar un único camino a través de un cable. El cable puede ser exclusivo para cada carga o bien puede pasar por varias cargas sucesivamente.

El sistema de alimentación en el cual cada CT está unido con la subestación a través de un cable exclusivo presenta la ventaja de que permite el control centralizado. Son simples y de forma sencilla se equipan de protecciones selectivas, pero les falta de garantía de servicio

El sistema de alimentación en el cual un solo cable va pasando por todas los CTs sucesivamente, obliga a tener los dispositivos de control de los CTs distribuidos.

El cálculo de la red es simple, el flujo de carga se puede desarrollar suponiendo pérdidas nulas, la carga que pasa por una rama cualquiera es suma de todas las cargas comprendidas entre esa rama y las hojas.

Anillos

Buscando soluciones a la debilidad desde el punto de vista de seguridad de alimentación, se plantean redes de mayor complejidad. Tiene dos de sus extremos alimentados, quedando estos puntos intercalados en el anillo o bucle. Gran seguridad de servicio y facilidad de mantenimiento, pero tiene mayor complejidad y sistemas de protección así mismo más complicados

Los esquemas radiales se pueden duplicar, radial doble, y cada carga puede seleccionar si se alimenta desde un cable o el otro, o bien una línea que alimenta muchas cargas

puede terminar en otro centro de alimentación, alimentarse desde ambas puntas, formando un anillo.

El cálculo y verificación de esta red se debe repetir para distintas configuraciones, encontrando para cada elemento las condiciones críticas.

2.8.3 Características estructurales de los cables

A continuación se muestran y explican los distintos componentes de un cable:

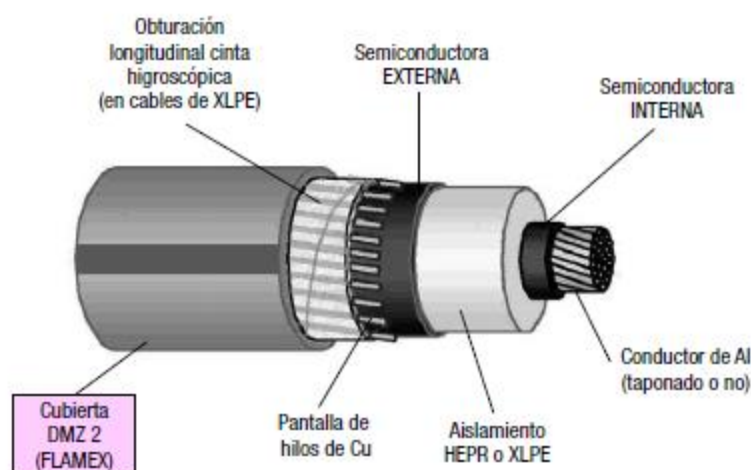


Figura 26. Estructura cable [17]

2.8.3.1 Conductor

Los conductores de los cables están constituidos por cuerdas redondas compactas de cobre recocido o de aluminio. La compactación permite obtener superficies más lisas y diámetros de cuerdas menores que los de las cuerdas normales de igual sección.

El aluminio es más barato y menos pesado, reduciendo así la carga mecánica de las instalaciones. El cobre tiene mejor conductividad y mayor rigidez, lo que facilita su instalación.

Además, se pueden instalar cables unipolares, de un solo conductor, o tripolares, de tres conductores.

Los cables unipolares, a la hora de ejecutar una instalación, son más manejables, son más prácticos para la confección de terminales, empalmes o conectores...

2.8.3.2 Capa semiconductora interna

Las funciones de dicha capa son:

1. Impedir la ionización del aire que, en otro caso, se encontraría entre el conductor metálico y el material aislante (efecto corona). La capa semiconductora forma cuerpo único con el aislante y no se separa del mismo ni aún con las dobladuras a que el cable pueda someterse, constituyendo la

verdadera superficie equipotencial del conductor. Los eventuales espacios de aire quedan bajo esta superficie y, por lo tanto, fuera de la acción del campo eléctrico.

2. Mejorar la distribución del campo eléctrico en la superficie del conductor. Dicha capa, gracias a su conductividad, convierte en cilíndrica y lisa la superficie del conductor, ya que puede concebirse como parte integrante del mismo, eliminando así los posibles focos de gran sollicitación eléctrica en el aislamiento.

2.8.3.3 Aislamiento

Los materiales más utilizados para aislamiento son HEPR (etileno propileno de alto modulo) y XLPE (polietileno reticulado).

CABLES AISLADOS CON HEPR:

Se trata de un material que resiste perfectamente la acción de la humedad y además posee la estructura de una goma. Es un cable idóneo para instalaciones subterráneas en suelos húmedos, incluso por debajo del nivel freático.

Debido a su reducido diámetro y a la mejor manejabilidad de la goma HEPR, es un cable adecuado para instalaciones en las que el recorrido sea muy sinuoso.

Este material es capaz de trabajar a un alto gradiente (lo que significa menores espesores de aislamiento). Al poder trabajar a una temperatura de servicio de 105 °C, estos cables tienen la posibilidad de transmitir más potencia que otro cable actual de la misma sección. Además, sus menores dimensiones hacen de él un cable más manejable, menos pesado y más fácil de transportar.

CABLES AISLADOS CON XLPE:

Dicho aislamiento es un material termoestable que presenta buena rigidez dieléctrica, bajo factor de pérdidas y una excelente resistencia de aislamiento.

La excelente estabilidad térmica del polietileno reticulado le capacita para admitir en régimen permanente temperaturas de trabajo en el conductor de hasta 90 °C, tolerando temperaturas de cortocircuito de 250 °C. La marcada estabilidad al envejecimiento, la elevada resistencia a los agentes químicos y la tenacidad mecánica y eléctrica, son las propiedades más destacadas que hacen del polietileno químicamente reticulado un material apropiado para el aislamiento de cables.

Diferencias de los cables HEPR frente a los cables XLPE:

- Menor diámetro exterior del cable, por incremento del gradiente de trabajo, reducción del espesor de aislamiento y por su posible reducción de su sección del conductor.
- Mayor facilidad de instalación, por su mayor flexibilidad y menor radio de curvatura.
- Menor coste de la línea eléctrica.

2.8.3.4 Pantalla sobre el aislamiento

Las pantallas desempeñan distintas misiones, entre las que destacan:

- Confinar el campo eléctrico en el interior del cable.
- Lograr una distribución simétrica y radial del esfuerzo eléctrico en el seno del aislamiento.
- Limitar la influencia mutua entre cables eléctricos.
- Evitar, o al menos reducir, el peligro de electrocuciones.

Las corrientes de cortocircuito que pueden soportar las partes metálicas de las pantallas, para las pantallas de cintas de cobre son función del diámetro medio de la pantalla, para las pantallas constituidas por hilos de cobre son función de la sección total de los hilos.

En los cables trifásicos se aplica una pantalla sobre cada uno de los conductores aislados.

La pantalla está normalmente constituida por una envolvente metálica (cintas de cobre, hilos de cobre, etc.) aplicada sobre una capa semiconductor externa, la cual, a su vez, se ha colocado previamente sobre el aislamiento con el mismo propósito con que se coloca la capa semiconductor interna sobre el conductor.

La capa semiconductor externa está formada por una mezcla extrusionada y reticulada de características químicas semejantes a la del aislamiento, pero de baja resistencia eléctrica.

2.8.4 Configuración de la red de media tensión de la central solar

Para evacuar la energía generada en la central fotovoltaica, se instalarán dos líneas de subtransmisión colectoras de media tensión de 9 MWac en 23 kV que interconecten cada estación transformadora hasta la subestación de la central solar.

Las líneas de subtransmisión colectoras de MT irán directamente enterradas y tendrán aislamiento seco. La red tendrá una configuración radial o en antena para hacer posible la utilización de secciones de cable menores.

El cable de AC de MT conectará el transformador elevador y las celdas de MT de cada CT y servirá para realizar la conexión en ramales de las celdas de los CTs, con las celdas de la subestación.

La salida del primario del transformador se conectará con la celda del transformador y las celdas de línea con las celdas de línea de los CTs contiguos.

Los cables serán de conductor de aluminio mono núcleo para un nivel de tensión 12/20 kV, no propagadores de llama y libres de halógenos. A su vez, serán resistentes a la absorción de agua, el frío, la radiación UV, agentes químicos, grasas o aceites, abrasión e impactos.

El conductor tendrá flexibilidad de clase II, dispondrá de aislamiento XLPE y pantalla metálica y cubierta exterior de poliolefina.

Para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte de continua, tendrán la sección suficiente para evitar que la caída de tensión sea superior al 1,5 %, y serán calculados considerando un ratio del 125% en la capacidad nominal de corriente.

El cable de MT estará formado por los elementos indicados a continuación:

- Conductor de aluminio.
- Capa extrusionada de material conductor sobre el conductor de aluminio. Esta debe ser desprendible del conductor pero debe estar totalmente unido al aislamiento.
- Aislamiento XLPE. El dieléctrico está formado por una extrusión sólida de polietileno reticulado (XLPE).
- Capa extrusionada semiconductor. La pantalla dieléctrica estará compuesta por un material semi-conductor en contacto con el núcleo dieléctrico y deberán ser fácilmente separables.
- Pantalla metálica de hilos de cobre en hélice de sección total 10 mm².
- Cinta separadora para resistencia al agua.
- Cubierta exterior de poliolefina termoplástica, libre de halógenos.

Los cables de MT cumplirán con los criterios de cálculo de densidad de corriente, intensidad de cortocircuito y caída de tensión.

Las secciones requeridas para los cables enterrados de MT serán las indicadas a continuación:

- Cable Al, 12/20kV, 70mm².
- Cable Al, 12/20kV, 185mm².

En el anexo 2 se puede ver el proceso de obtención de estos valores. Además, en apartados posteriores se revisaran estos valores y dimensiones de pantalla y conductor mediante herramientas de simulación eléctrica.

3 DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LOS COMPONENTES DE CONTROL

La Central Solar está provista de un sistema de monitorización control encargado de controlar y supervisar el estado del sistema, detectar errores y desconectar de la red en caso de fallo. Este es un proceso totalmente automatizado llevado a cabo por una unidad de control.

Tanto el análisis del sistema como la ejecución de procesos de regulación y control son llevados a cabo por los inversores localizados en la Central Solar. Estos equipos a partir de la medición de determinados parámetros de red y distintas configuraciones programadas, gestionan la inyección de la energía generada por los módulos fotovoltaicos a la red pública.

Además habilitando los dispositivos de comunicación pertinentes para la conexión del sistema de control, estos inversores podrán recibir la información de los operadores externos como el operador de red para la ejecución de maniobras y operación remota de la Central Solar dependiendo de las necesidades del sistema.

3.1 Componentes del sistema de control

El sistema de control está compuesto por los siguientes equipos principales:

Caja de monitorización de strings: mediante estos equipos pueden detectarse fallos en los strings que componen el generador fotovoltaico. Los strings están conectados a las entradas de medición de CC donde los sensores de corriente monitorizan los valores de corriente directamente en el inversor a través de un bus RS485. Estas cajas se conectan al inversor fotovoltaico mediante fusibles que protegen las líneas principales de CC contra sobrecorrientes.

Inversor: los inversores encargados transformar la corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna apta para la red están equipados con componentes destinados a la comunicación con los distintos operadores de la instalación. Estos dispositivos cumplen dos funciones:

- Regulación: transmitir las especificaciones del operador de la red o de la Central Solar al sistema de gestión de la red como pueden ser valores nominales de potencia activa y reactiva.
- Monitorización: transmitir los datos para la monitorización y parametrización de la Central Solar.

Receptor/emisor de especificaciones: dispositivo opcional destinado a la gestión de la inyección de energía a la red. Este equipo ofrece la posibilidad al operador de la red de limitar de forma remota la potencia de la instalación, para ello traduce los valores transmitidos por dicho operador en comandos de control para el inversor. Además, permite visualizar las especificaciones del operador de red en el sistema de monitorización de la Central Solar con lo que el operador de la instalación está informado en todo momento.

Además de estos equipos principales, sistema de control de la Central Solar cuenta con los dispositivos necesarios para la correcta comunicación entre los distintos componentes:

Red de comunicaciones: compuesta por el cableado de comunicaciones entre los distintos equipos que componen el sistema de monitorización y control de la Central Solar. Esta red de comunicaciones está formada por diferentes estándares de comunicaciones como son RS485, RS232 y Ethernet.

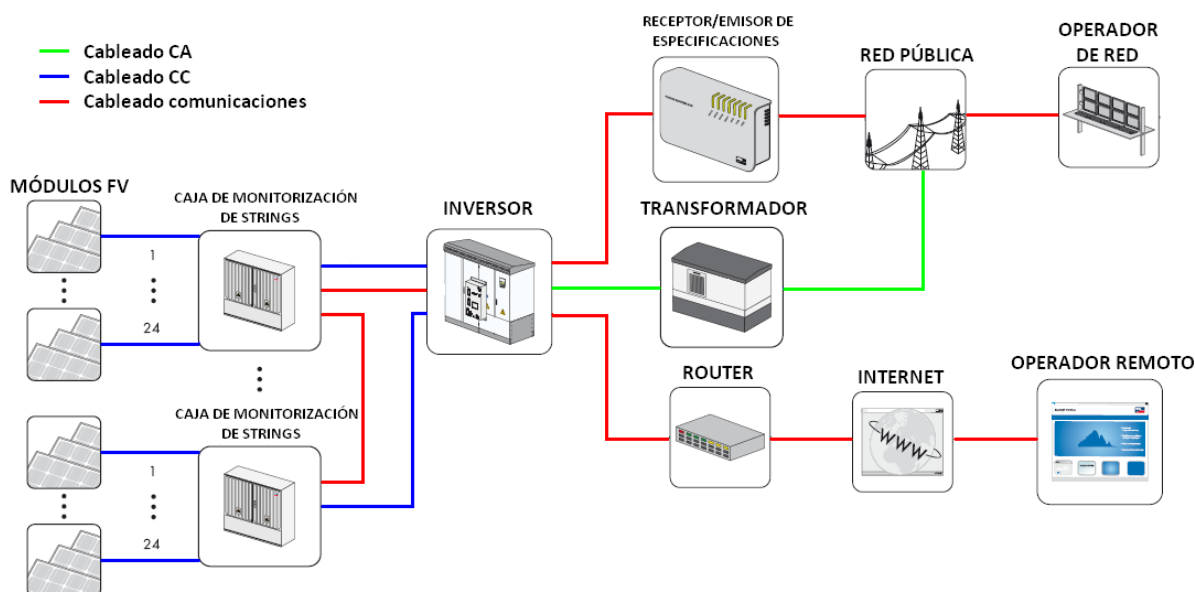


Figura 27. Esquema de comunicaciones del sistema de control.

3.2 Sistemas de control del inversor en Alterna

El inversor también se encarga de controlar la calidad de la potencia inyectada a red para que esta se encuentre en todo momento dentro de los límites del sistema, así como del correcto funcionamiento de la Central Solar evitando el modo de funcionamiento en isla y protegiendo los diferentes equipos que la componen.

El sistema de control del inversor para la inyección de potencia a la red pública cumplirá los requisitos especificados en la norma PR-20 "Procedimiento Técnico del Comité de Operación Económica del SEIN".

3.2.1 Limitación de la potencia activa

El inversor puede realizar el control de potencia activa inyectada mediante un valor máximo predeterminado de esta potencia a inyectar que no sobrepasará o bien en función de la frecuencia de red.

En la limitación de la potencia activa por medio de la de la frecuencia de red, el inversor comprueba constantemente la frecuencia de red existente. Si la frecuencia de red supera un valor límite definido, el inversor reduce la potencia activa inyectada a la red en función del aumento de frecuencia. Si la frecuencia de red vuelve a bajar, el

valor de potencia inyectada se mantendrá constante hasta que el valor de frecuencia de la red alcance el valor límite definido antes indicado.

Si la frecuencia de red supera alguno de los límites del rango de frecuencia determinado en el inversor, se desconecta y pasa al estado de funcionamiento de “Monitorización de Red” definido en apartados anteriores permaneciendo en este estado de funcionamiento hasta que se cumplan todas las condiciones de inyección.

Además esta inyección de potencia por parte de la Central Solar puede ser gestionada por operadores externos e incluso reducirla a cero en casos críticos actuando directamente sobre el inversor de manera remota.

3.2.2 Regulación de potencia reactiva

El inversor puede proporcionar potencia reactiva si el operador de red lo requiere. En tal caso, el operador de red establece los procedimientos y valores nominales que se han de utilizar.

La regulación de potencia reactiva inyectada por el inversor puede realizarse mediante los siguientes procedimientos:

- Ajuste del inversor para no proporcionar potencia reactiva.
- Valor nominal de potencia reactiva proporcionado por un operador externo a la planta.
- Programación de un rango de potencia reactiva que el inversor debe suministrar.
- Mediante el ajuste del factor de potencia en función de la potencia inyectada. Con una curva característica “Factor de potencia/Potencia activa” se regula el factor de potencia o desfase en función de la potencia activa que se inyecta en un instante dado.

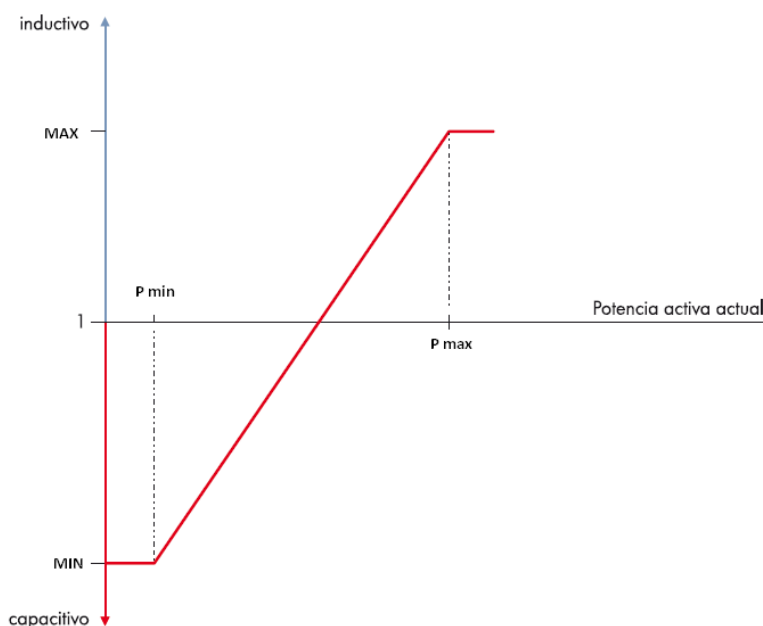


Figura 28. Curva característica Factor de potencia/potencia activa.

- Ajuste de la potencia reactiva proporcionada por el inversor en función de la tensión de la red. En este caso, el valor de la potencia reactiva se va ajustando gradualmente.

3.2.3 Seguimiento del punto de máxima potencia

Es la implementación del software de control del inversor que se encarga de garantizar el seguimiento del punto de máxima potencia, es decir, la obtención óptima de energía del campo fotovoltaico.

Este control dependerá de la tensión máxima del campo, la cual a su vez dependerá de la radiación y la temperatura en los paneles. Dependiendo de estos niveles de radiación y temperatura, el inversor se moverá en las curvas I-V para buscar los niveles de tensión óptimos obteniendo la máxima potencia a la salida del parque fotovoltaico.

3.2.4 Comportamiento ante huecos de tensión

En caso de producirse un descenso importante en la tensión del sistema como consecuencia de un fallo transitorio de corta duración, el inversor actuará conforme a los requisitos fijados en la norma PR-20 "Procedimiento Técnico del Comité de Operación Económica del SEIN".

3.2.5 Monitorización de la tensión y la frecuencia de la red

El inversor monitoriza la tensión y frecuencia de la red pública por si se superan o no se alcanzan unos valores límite. Si estos parámetros sobrepasan estos límites durante un tiempo determinado, el inversor se desconecta de la red por razones de seguridad.

Tanto el valor límite de los parámetros de la red antes mencionados, como el tiempo de retardo de activación durante el cual el fallo de red debe estar presente para que el generador fotovoltaico se desconecte de la red pública son configurables.

Para la monitorización de la tensión de red pueden configurarse dos límites para la sobretensión y dos límites para la subtensión. Si el valor de tensión sobrepasa alguno de estos límites durante un tiempo preseleccionado, el sistema se desconectará de la red pública.

Por otro lado, para la monitorización de la frecuencia de red, pueden configurarse tres límites de sobrefrecuencia y tres de subfrecuencia que en caso de ser sobrepasados, el inversor procederá a su desconexión de la red.

Una vez resuelto el fallo en la red, el inversor no arrancará hasta que los parámetros de red cumplan las condiciones necesarias. La tensión y frecuencia de red durante el tiempo de monitorización deben estar dentro de los valores límites establecidos para la conexión.

Es posible configurar el inversor para que la potencia inyectada a la red aumente gradualmente una vez detectados los valores adecuados de tensión y frecuencia de red.

3.2.6 Sincronismo con la red

Los inversores fotovoltaicos, a diferencia de otros generadores, no buscan el sincronismo con la red, sino que genera unas corrientes de referencia en función del control de potencia instantáneas, a partir de las cuales se obtiene una función de tensión de red en cada instante. Dada esta tensión de red, se calcula la tensión del inversor, la inductancia del filtro y de conexión a red y el control de corriente.

Se consigue controlar la tensión en amplitud y fase a la salida del inversor, controlando por lo tanto la corriente alterna y los niveles de potencia activa y reactiva.

3.2.7 Reconocimiento de red aislada

La función de reconocimiento de red aislada detecta la formación de redes aisladas y desconecta el equipo de la red pública.

Las redes aisladas aparecen cuando, tras desconectar una porción de la red eléctrica, la fuente de generación continúa energizando dicha porción. Este fenómeno es conocido como funcionamiento en isla de la Central Solar.

Los problemas que plantea el funcionamiento en isla de una Central Solar son dos:

- La red deja de imponer tanto la tensión como la frecuencia del sistema, pudiendo provocar daños en los equipos.
- Peligro para el personal de la planta.

Para el control de la Central Solar en estos casos, el inversor comprueba continuamente la estabilidad de la red pública intentando actuar de forma activa sobre la red.

Para detectar la formación de redes aisladas, el inversor utiliza métodos activos mediante los cuales, al producirse una determinada variación en los distintos parámetros de la red como pueden ser la tensión y la frecuencia, según unos determinados requisitos, el inversor detiene la conversión de energía.

En una red pública intacta este procedimiento no tiene ningún efecto sobre esta. Solamente si existe una red aislada es posible actuar sobre la frecuencia de la red. La frecuencia será modificada hasta que se sobrepase el rango de frecuencia ajustado y el inversor se desconecte de la red pública.

4 CONEXIÓN DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA AL SEIN

4.1 Alternativas de conexión

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) abastece al 85% de la población peruana conectada. Existen también sistemas “aislados”, no enlazados al SEIN, que cubren el resto del país.

El Comité de Operación Económica del Sistema (COES) se encarga de operar el SEIN peruano, administra el mercado eléctrico y planifica la transmisión eléctrica del sistema con criterios de economía, calidad y seguridad.

La central solar debe conectarse al SEIN para poder evacuar la energía que produce, hay diversas alternativas de conexión:

1. Nueva línea eléctrica hasta subestación SE Santiago de Cao
2. Nueva línea eléctrica hasta subestación SE Trujillo Norte
3. Conexión en T a la línea existente L-1118
4. Conexión en PI a la línea existente L-1118

La infraestructura que implica cada una de las opciones es la siguiente

1. Nueva línea eléctrica hasta subestación SE Santiago de Cao
 - Nueva línea eléctrica 138kV Simple circuito - Longitud aproximada 14 km.
 - Subestación (SE) Central Solar El Milagro con una posición de transformador y una posición de línea
2. Nueva línea eléctrica hasta subestación SE Trujillo Norte
 - Nueva línea eléctrica 138kV Simple circuito - Longitud aproximada 13 km.
 - Subestación (SE) Central Solar El Milagro con una posición de transformador y una posición de línea
3. Conexión en T a la línea existente L-1118
 - Nueva línea eléctrica 138kV Simple circuito - Longitud aproximada 1,3 km.
 - Subestación (SE) Central Solar El Milagro con una posición de transformador y una posición de línea
4. Conexión en PI a la línea existente L-1118
 - Nueva línea eléctrica 138kV Doble circuito - Longitud 1,3 km.
 - Subestación (SE) Central Solar El Milagro con una posición de transformador y dos posición de línea

Se ha escogido la opción de conexión 4 por ser la que mejor asegura la evacuación de la planta ya que aprovecha la infraestructura existente, tiene opción de evacuación hacia cualquiera de las dos subestaciones y la subestación con barra principal y barra de transferencia y dos posiciones de línea y una de transformador permite operar y controlar mejor el sistema.

Por tanto, se construye una subestación elevadora ubicada en el área de la central solar y equipada con un transformador de potencia 138/23 kV 20 MVA, y una línea eléctrica de 138 kV de doble circuito, hasta encontrar la línea eléctrica existente.

4.2 Punto de conexión al SEIN

La Central Solar verterá su producción energética a la línea L-1118 de 138 kV que interconecta la subestación eléctrica (SE) Trujillo Norte con la subestación eléctrica Santiago de Cao a aproximadamente 13 km de la SE Trujillo Norte y 14 km de la SE Santiago de Cao.

El punto de conexión se encuentra por tanto en la línea eléctrica existente.

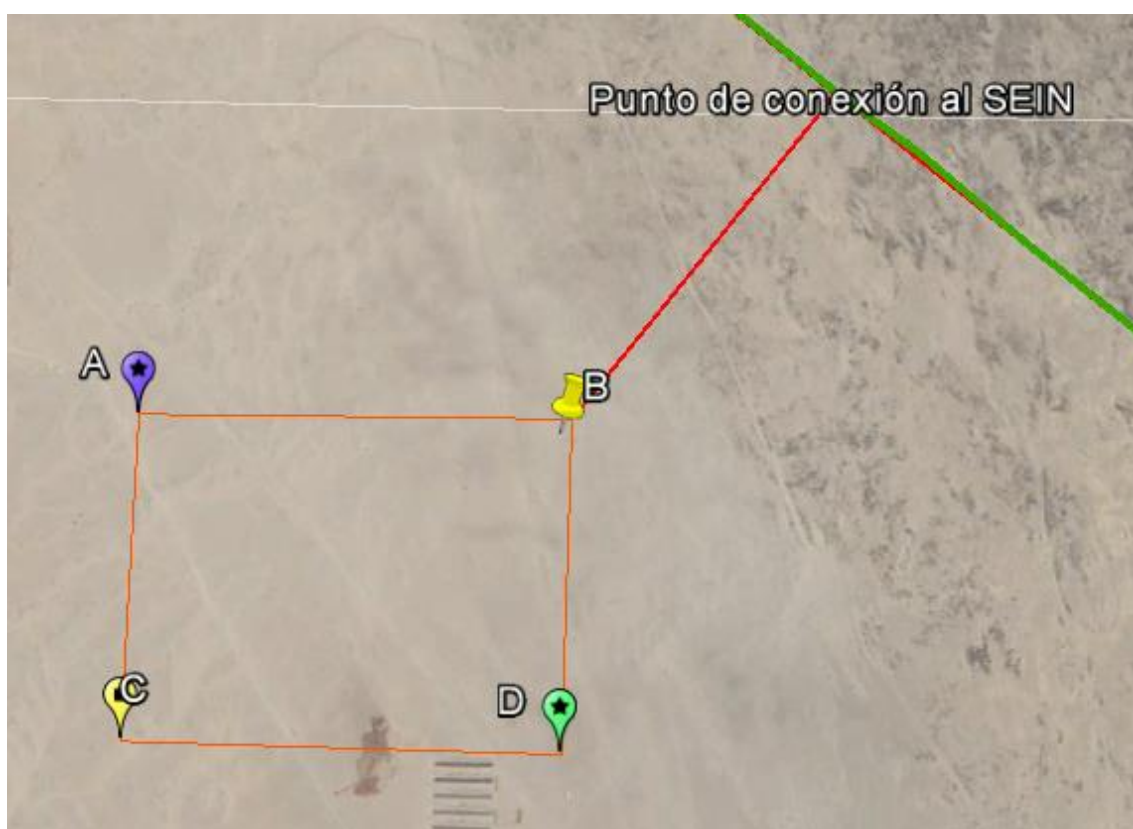


Figura 29. Localización del punto de conexión.

El punto donde se calcula el cumplimiento de los requisitos del SEIN se denomina PCC y se encuentra en el lado de alta tensión del transformador instalado en la central solar.

4.3 Subestación El Milagro

Las líneas de subtransmisión colectoras de MT de la central solar se conectarán en barras de 23kV de la SE transformadora de la central solar, donde se elevará la tensión a 138kV, tensión de conexión con el SEIN.

La subestación tendrá una configuración de barra principal más barra de transferencia, con entrada/salida de línea realizada mediante el seccionamiento de la línea eléctrica que transcurre próxima a la central solar.

La subestación dispondrá de un transformador de potencia de 138/23 kV y tendrá una posición de transformador y dos posiciones de línea.

4.4 Línea eléctrica CS El Milagro

La conexión a la línea existente se realizará por medio de una conexión en “PI” con una nueva línea eléctrica aérea en 138kV doble circuito.

La longitud de la línea será de aproximadamente 1,3km hasta encontrar el nuevo apoyo a instalar que posibilitará la conexión a la línea existente.

MÓDULO II: SUBESTACIÓN

ÍNDICE MÓDULO II - SUBESTACIÓN

1	UBICACIÓN DE LA SUBESTACIÓN EL MILAGRO	62
2	CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA SUBESTACIÓN.....	63
2.1	Características generales de las subestaciones	63
2.1.1	Tipos de subestaciones	63
2.1.2	Tipos de barras.....	65
2.2	Niveles de tensión y aislamiento	66
2.2.1	Niveles de tensión y aislamiento presentes en la subestación El Milagro 66	
2.3	Distancias de seguridad	66
2.3.1	Protección de las partes con tensión.....	67
2.3.2	Distancias de seguridad en la subestación El Milagro	68
2.3.3	Niveles de cortocircuito	68
3	EQUIPAMIENTO ELECTROMECAÁNICO	69
3.1	Equipos de medida y protección.....	69
3.1.1	Transformadores de corriente	69
3.1.2	Transformadores de tensión.....	69
3.2	Interruptor	70
3.3	Seccionador.....	71
3.4	Transformador de potencia	72
3.4.1	Grupo de conexión.....	72
3.4.2	Impedancia de cortocircuito	73
3.4.3	Tomas.....	73
3.5	Reactancia de puesta a tierra	74
3.5.1	Puesta a tierra con reactancia	75
3.6	Celdas de media tensión	76
3.7	Configuración de la subestación El Milagro.....	79
3.7.1	Configuración del sistema de barras de alta tensión	80
3.7.2	Equipamientos de patio	81

3.7.3	Transformador de potencia	82
3.7.4	Equipos del sistema de 23kV	83
4	SISTEMA DE PROTECCIÓN	86
4.1	Protecciones subestación El Milagro	86

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.	NIVELES DE AISLAMIENTO.	66
TABLA 2.	PROTECCIÓN DE LAS PARTES CON TENSIÓN.....	67
TABLA 3.	DISTANCIA DE SEGURIDAD.....	68
TABLA 4.	NIVEL DE CORTOCIRCUITO	68
TABLA 5.	INTERRUPTOR SISTEMA 138 KV	81
TABLA 6.	SECCIONADOR SISTEMA 138 KV	82
TABLA 7.	TRANSFORMADOR DE POTENCIA	82
TABLA 8.	CABLE AISLADO 12/20 KV.....	83
TABLA 9.	REACTANCIA DE PUESTA A TIERRA	83
TABLA 10.	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN SISTEMA 23 KV	84
TABLA 11.	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE SISTEMA 23 KV – CELDA DE LÍNEA ...	84
TABLA 12.	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE SISTEMA 23 KV – CELDA DE TRANSFORMADOR.....	84
TABLA 13.	INTERRUPTOR SISTEMA 23 KV	85
TABLA 14.	SECCIONADOR SISTEMA 23 KV	85

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.	UBICACIÓN DE LA SUBESTACIÓN EL MILAGRO.	62
FIGURA 2.	SUBESTACIÓN DE INTEMPERIE [18]	63
FIGURA 3.	SUBESTACIÓN GIS [18]	64
FIGURA 4.	EJEMPLO DE EMBARRADO DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.....	65
FIGURA 5.	DISTANCIAS DE SEGURIDAD	67
FIGURA 6.	INTERRUPTOR [18].....	71
FIGURA 7.	SECCIONADOR [23]	71
FIGURA 8.	TIPOS DE CONEXIONES DE LOS TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS [16] ..	72
FIGURA 9.	CONEXIÓN Y-D [21].....	73
FIGURA 10.	TRANSFORMADOR CON TOMAS EN EL PRIMARIO O EN EL SECUNDARIO [16] 74	
FIGURA 11.	CLASIFICACIÓN PUESTA A TIERRA [25]	75
FIGURA 12.	PUESTA A TIERRA CON REACTANCIA	76
FIGURA 13.	DIAGRAMA DE CONEXIÓN DE PUESTA A TIERRA CON REACTANCIA [21] 76	
FIGURA 14.	CELDA DE MEDIA TENSIÓN [26].....	78

1 UBICACIÓN DE LA SUBESTACIÓN EL MILAGRO

La subestación El Milagro 138/23 kV será de nueva construcción y permitirá la evacuación de la energía generada por la central solar El Milagro de 18 MWn de potencia. La subestación se ubica dentro de los límites de la planta, sus coordenadas son las siguientes:

Este: 703911,28 m

Sur: 9114277,21 m

Huso: 17L

UTM WGS84

Altitud: 116msnm

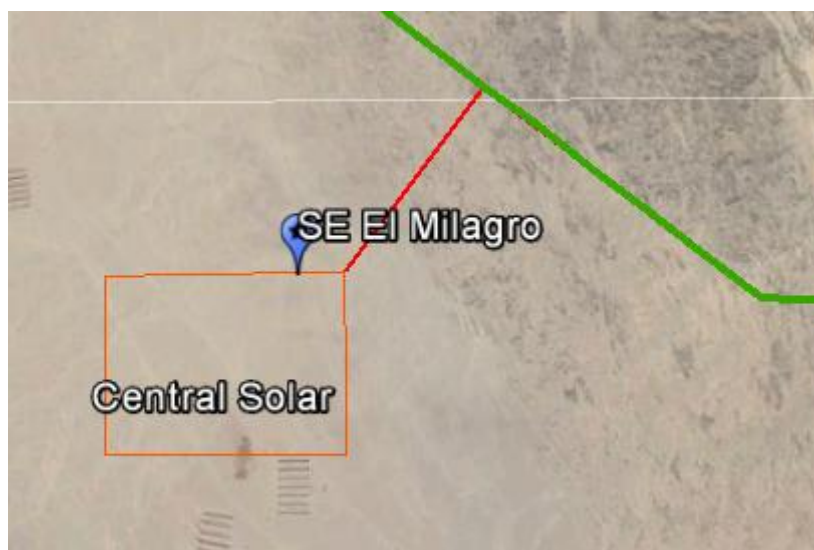


Figura 1. Ubicación de la subestación El Milagro.

2 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA SUBESTACIÓN

2.1 Características generales de las subestaciones

El nivel de tensión de la subestación viene dado por la tensión de servicio de las barras. La dimensión y complejidad del sistema de protección y control se incrementa considerablemente según aumenta el nivel de tensión. Por la influencia en la aparamenta de la subestación se consideran tres grupos de tensiones:

- Media Tensión (MT): 0,7 a 36 kV
- Alta Tensión (AT): 45 a 230 kV
- Muy Alta Tensión (MAT): 245 a 400 kV

Los niveles de tensión más altos exigen mayores prestaciones a los interruptores y seccionadores. Por su influencia en el volumen de entradas/salidas del sistema de protección y control se consideran otras alternativas:

- Interruptor: monopolar – tripolar
- Seccionadores: motorizados – manuales
- Enclavamientos: eléctricos y mecánicos

2.1.1 Tipos de subestaciones

Actualmente se instalan subestaciones de tres tipos:

- Intemperie: se construyen en el exterior, requieren un diseño, de aparatos y máquinas capaces de funcionar bajo condiciones atmosféricas adversas. Se utilizan en los sistemas de alta tensión.



Figura 2. Subestación de intemperie [18]

- En celdas o cabinas de media tensión (Tipo interior): la principal ventaja de este tipo de subestaciones es que el espacio que ocupan es aproximadamente 10 veces menos que una convencional. A pesar de ser interiores los

transformadores se sitúan en el exterior para minimizar daños en caso de accidente.

- Aislada en gas SF₆ GIS. (Tipo blindado): usan hexafluoruro de azufre como aislante en todos sus elementos (interruptores, transformadores...), el uso de este gas permite reducir la distancia necesaria entre los diferentes elementos de la instalación y por tanto se requiere menos espacio. Este tipo es más caro, porque es más costoso aislar en SF₆ que en aire (intemperie). Se utilizaban en tensiones de distribución y utilización, pero actualmente su uso se está generalizando a instalaciones de transporte debido a los problemas de impacto medioambiental que provoca la construcción de subestaciones convencionales.



Figura 3. Subestación GIS [18]

2.1.2 Tipos de barras

La disposición de la subestación es un aspecto muy importante en el diseño porque debe ser lo más sencillo posible pero que a la vez permita un alto nivel de continuidad en el servicio, futuras ampliaciones, un funcionamiento flexible y costes iniciales y finales reducidos.



Figura 4. Ejemplo de embarrado de una subestación eléctrica.

Se debe evitar la interrupción total del servicio originada por el fallo de los interruptores o defectos en la barras. Las subestaciones deben estar dispuestas de forma que la reanudación del servicio después de un fallo sea rápida.

La disposición general debe permitir la realización de trabajos de mantenimiento y futuras ampliaciones sin interrumpir el servicio.

Para que todos estos requisitos se cumplan lo más eficazmente posible se tienen las siguientes disposiciones básicas de barras:

- Barra simple.
- Barra simple con barra de transferencia.
- Barra doble.
- Doble barra con doble interruptor.
- Barra circular.
- Esquema de interruptor y medio.

2.2 Niveles de tensión y aislamiento

Tensión nominal de la red: Valor eficaz de la tensión entre fases para la cual se establece y con la cual se designa la red y a la que se vinculan ciertas condiciones de servicio.

Tensión más elevada de la red: Máximo valor eficaz de la tensión entre fases, que puede presentarse en las condiciones normales de funcionamiento, en un instante y en un punto cualquiera de la red, en las condiciones normales de explotación. Este valor no tiene en cuenta las variaciones transitorias (por ejemplo, maniobras en la red), ni las variaciones temporales de tensión debidas a condiciones anormales de la red (por ejemplo averías o desconexiones bruscas de cargas importantes).

Nivel de aislamiento: Representa la aptitud del aparato para soportar las sobretensiones que se pueden producir en el sistema en condiciones anormales. Estas sobretensiones quedan definidas por los tres tipos siguientes:

- Sobretensión a frecuencia industrial: son producidas por rechazos de carga al desconectar de la red grupos de generación.
- Sobretensión de impulso tipo rayo: son ondas de sobretensión debidas al impacto de rayos sobre las líneas eléctricas aéreas.
- Sobretensión de impulso tipo maniobra: son ondas de sobretensión debidas a maniobras de apertura de circuitos

2.2.1 Niveles de tensión y aislamiento presentes en la subestación El Milagro

De acuerdo con lo especificado en el Código Nacional de Electricidad [19], en función del nivel de tensión de la red se han definido los siguientes niveles de aislamiento:

NIVELES DE AISLAMIENTO		
Tensión nominal de la red	138 kV	23 kV
Tensión máxima de la red	145 kV	24 kV
Tensión soportada a impulso tipo rayo (BIL)	650 kVp	125 kVp
Tensión soportada a impulso de corta duración a frecuencia industrial	275 kV	50 kV

Tabla 1. Niveles de aislamiento

2.3 Distancias de seguridad

Son las distancias mínimas que deben considerarse en subestaciones a la intemperie, con el objeto de garantizar un nivel de aislamiento adecuado en las partes energizadas, y seguro hacia las personas y equipos.

Existen cuatro distancias que gobiernan la separación entre conductores y componentes en una subestación eléctrica:

- Distancia fase-tierra
- Distancia fase-fase

- Distancia de aislamiento
- Secciones libres

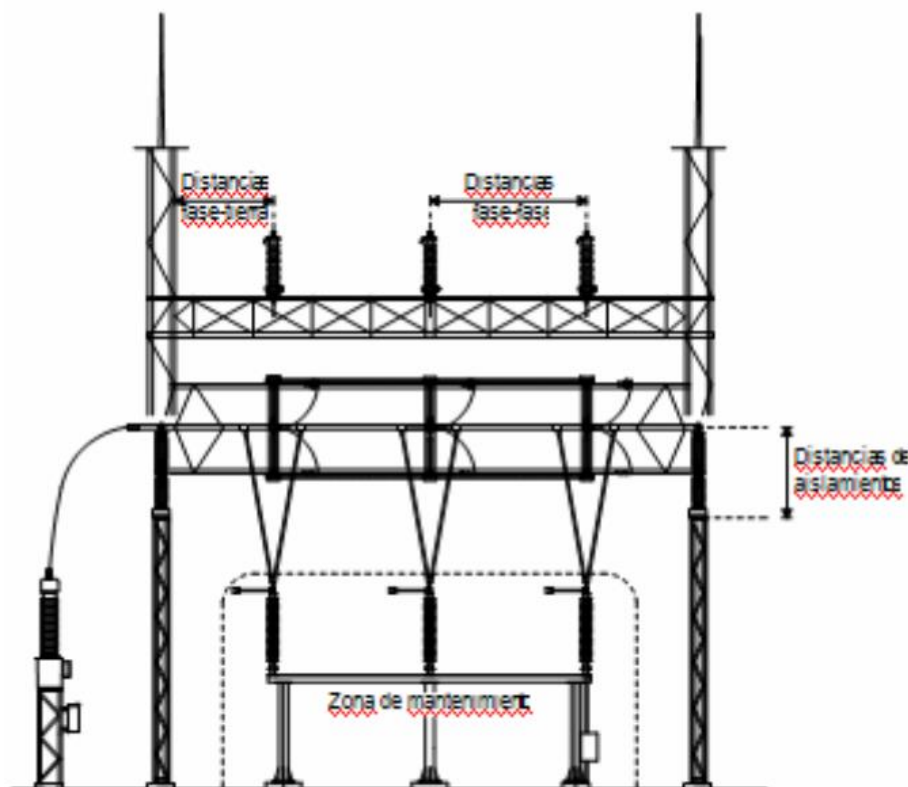


Figura 5. Distancias de seguridad

2.3.1 Protección de las partes con tensión

Como medida de seguridad, se debe mantener una serie de distancias mínimas para evitar cebados indeseados entre partes con tensión y masas metálicas, que dependerán del nivel de aislamiento seleccionado de la aparamenta para impulsos tipo rayo.

Se tendrá en cuenta lo estipulado en el Código Nacional de Electricidad [19]. Las distancias mínimas a mantener para los niveles de tensión existentes en la instalación serán:

Tensión máxima de la red	Distancia entre las partes con tensión a las partes no protegidas		Distancia entre las guardas a las partes con tensión.
	Dist. Vertical	Dist. Horizontal	
24 kV	2,82 m	1,14 m	228 mm
145 kV	3,71 m	2,03 m	1117 mm

Tabla 2. Protección de las partes con tensión

2.3.2 Distancias de seguridad en la subestación El Milagro

Se tendrá en cuenta el Código Nacional de Electricidad [19] que indica que la distancia de seguridad entre el cerco exterior de la instalación y las partes expuestas con tensión debe ser mayor a los valores indicados.

Tensión nominal entre fases	Distancia mín. entre el cerco y las partes expuestas con tensión
23 kV	3,1 m
138 kV	4,2 m

Tabla 3. Distancia de seguridad

2.3.3 Niveles de cortocircuito

Para el diseño de la instalación y la selección de equipos, se han considerado los siguientes valores de cortocircuito:

Nivel de tensión	138 kV	23 kV
Corriente nominal de corte en cortocircuito	31,5 kA	25 kA

Tabla 4. Nivel de cortocircuito

Estos valores se comprobarán más adelante en el estudio de cortocircuito si cumplen los requisitos de cortocircuito.

3 EQUIPAMIENTO ELECTROMECAÁNICO

3.1 Equipos de medida y protección

La función de los transformadores de medida y protección es transformar altas corrientes y tensiones de forma proporcional y en fase a valores bajos de corriente o de tensión apropiados para fines de medición y protección. Es decir, que sirven para medir o registrar la potencia transmitida, o bien para abastecer a los relés de protección con señales evaluables que le pongan al relé de protección en condiciones, por ejemplo, de desconectar un dispositivo de maniobra según la situación. Además, se encargan de aislar de forma eléctrica a los equipos de medida y protección conectados contra las partes de la instalación que estén bajo tensión [20].

Los transformadores de corriente se conectan en serie con la línea, mientras que los de potencial se conectan en paralelo, entre dos fases o entre fase o neutro.

3.1.1 Transformadores de corriente

Los transformadores de corriente pueden considerarse como transformadores que trabajan en régimen de cortocircuito.

Toda la corriente en servicio continuo fluye a través del lado primario. Los equipos conectados en el lado secundario están conectados en serie. Los transformadores de corriente pueden disponer de varios arrollamientos secundarios de características idénticas o diferentes, con núcleos separados magnéticamente. Por ejemplo, pueden estar equipados con dos núcleos de medida de diferente clase de precisión, o bien con núcleos de medida y protección con límites de error de precisión diferentes.

Debido al riesgo de sobretensiones, los transformadores de corriente no pueden ser operados con bornes secundarios abiertos, sino únicamente en cortocircuito o con la carga del equipo de medida.

3.1.2 Transformadores de tensión

Los transformadores de tensión contienen un solo núcleo magnético, y normalmente están diseñados con un arrollamiento secundario tan sólo. En caso necesario, los transformadores de tensión puestos a tierra (monofásicos) disponen de un arrollamiento de tensión residual adicional aparte del arrollamiento secundario (arrollamiento de medida).

A diferencia de los transformadores de corriente, los transformadores de tensión nunca deben ponerse en cortocircuito en el lado secundario. El borne del arrollamiento primario en el lado de tierra está puesto a tierra efectivamente en la caja de bornes, y no debe ser retirado durante el servicio.

Existen dos tipos de transformadores:

- **Capacitivos:** Por su capacidad de filtrar y sintonizar frecuencias, son aptos para teleprotección y no es apropiado para esquemas de protección, debido a que no detecta con rapidez los cambios de tensión.

- Inductivos: Por su rápida respuesta son utilizados en esquemas de protección.

3.2 Interruptor

Las funciones del interruptor son las de energizar o desenergizar una parte de un sistema de potencia eléctrico bajo condiciones normales de trabajo sin una excesiva elevación de la temperatura además de tener la capacidad de interrumpir las corrientes de falta de una forma segura resistiendo la fuerza magnética que éstas producen. El interruptor conforma uno de los elementos más importantes de la subestación y su comportamiento determina el nivel de fiabilidad que puede tener el sistema eléctrico de potencia.

El agente de extinción y de aislamiento interno es el gas SF₆ de buenas características dieléctricas y de extinción del arco. El principio de extinción del arco es autosoplado por pistón de compresión tipo campana móvil.

Las ventajas que supone este tipo de interruptor, son las siguientes [21]:

- Bajas sobretensiones de maniobra en la interrupción de intensidades capacitivas e inductivas, inherentes a la utilización del gas SF₆ y al principio de extinción elegido.
- Presión de gas en los polos muy reducida, estanqueidad por doble juego de juntas teóricas.
- Ausencia total de riesgos de explosión o incendios, por tanto interruptores adecuados para todo tipo de instalaciones.
- Contactos de intensidad nominal y de extinción separados que aseguran el paso de la intensidad nominal en condiciones invariables, independientemente de la potencia y el número de maniobras acumuladas en servicio.
- Elevado número acumulado de maniobras mecánicas, a intensidad nominal, en cortocircuito y en maniobras de reenganche rápido repetitivo.

Estos interruptores tienen la misión de proteger al transformador de potencia frente sobrecargas y cortocircuitos.



Figura 6. Interruptor [18]

3.3 Seccionador

Son dispositivos mecánicos para aislar o efectuar cortes visibles entre los diferentes elementos que componen la subestación. Los seccionadores, permiten efectuar formas variadas de conexión entre las líneas y las barras, dando al esquema de la subestación una característica muy importante, la flexibilidad. La característica más importante que distingue los seccionadores de los interruptores es que los seccionadores deben maniobrase sin carga y su apertura es visible. Además no se requiere que su velocidad de operación sea muy alta [22].



Figura 7. Seccionador [23]

3.4 Transformador de potencia

Nos vamos a centrar en este punto en aspectos del transformador que afectan a los transformadores de grandes potencias instalados en las subestaciones.

3.4.1 Grupo de conexión

Las formas que más frecuentemente se emplean para realizar las conexiones de los arrollamientos son: en estrella (con o sin hilo de neutro), en triángulo y en zig-zag.

En la conexión en estrella se unen en un mismo punto los tres extremos de los arrollamientos que poseen la misma polaridad. En la conexión en triángulo se unen sucesivamente los extremos de polaridades opuestas de cada dos devanados hasta cerrar el circuito. La conexión en zig-zag, que en la práctica solo se emplea en el lado de menor tensión, consiste en subdividir en dos partes iguales los devanados secundarios, una parte se conecta en estrella y luego cada rama se une en serie con las bobinas invertidas de las fases adyacentes, siguiendo un determinado orden cíclico [16].

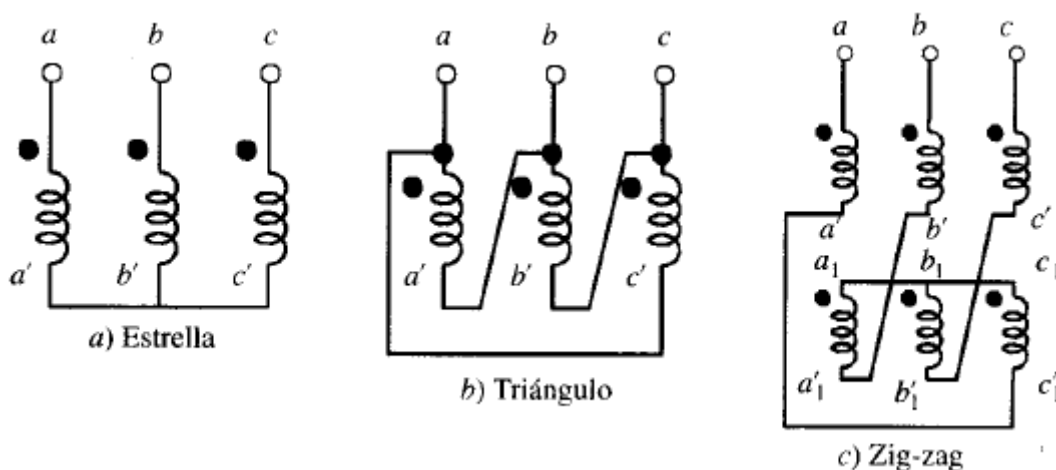


Figura 8. Tipos de conexiones de los transformadores trifásicos [16]

Dependiendo de los tipos de conexión de los devanados de un transformador, pueden aparecer unas diferencias de fase entre las tensiones compuestas de primario y secundario. Para que esta fase quede unívocamente determinada se supondrá que el transformador se alimenta por medio de un sistema equilibrado de tensiones de sentido directo RST, de tal forma que se consideran ángulos positivos los de retraso del lado de menor tensión respecto al devanado de tensión más elevada. Estos ángulos no se miden en grados, sino en múltiplos de $30^\circ = 2\pi/12$ radianes, lo que permite identificarlos con los que forman entre sí las agujas del reloj dando lugar al llamado “índice horario” del transformador; por ejemplo, un índice igual a 5 significa un retraso de $5 \cdot 30^\circ = 150^\circ$ de la tensión menor respecto a la superior.

Para nuestro caso se ha escogido un tipo de conexión YNd5. La conexión Y-d se utiliza para reducir la tensión ya que, además de la propia relación de transformación debida a las espiras, interviene el valor $\sqrt{3}$ para reducir la tensión del secundario

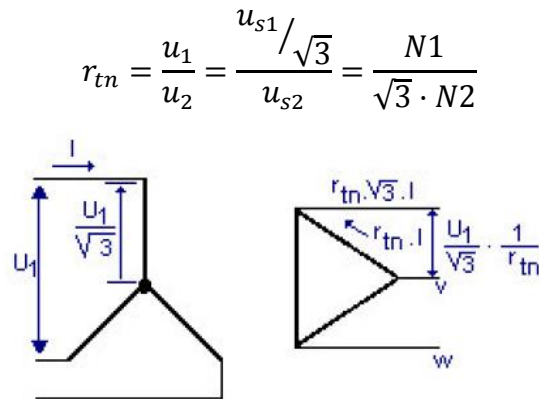


Figura 9. Conexión Y-d [21]

Entre sus ventajas se encuentra que no presenta problemas de armónicos de tensión y su buen comportamiento ante cargas desequilibradas ya que el triángulo redistribuye posibles desequilibrios.

Su principal inconveniente es que da lugar a un desplazamiento de fase de 30° entre los voltajes primario y secundario, lo cual puede dar inconvenientes al conectar en paralelo dos grupos de transformadores [24].

3.4.2 Impedancia de cortocircuito

Impedancia serie equivalente en ohmios, a la frecuencia nominal y a la temperatura de referencia, en terminales de uno de los devanados, cuando los terminales del otro devanado se encuentran cortocircuitados.

Este valor, aportado por el fabricante, se obtiene del ensayo de cortocircuito.

3.4.3 Tomas

En las redes de energía eléctrica es necesario un control de la tensión por varios motivos:

1. Para ajustar o regular la tensión de alimentación o de suministro a los usuarios dentro de los límites legales prescritos.
2. Para controlar el flujo de potencia activa y reactiva en la red.
3. Para ajustes de la tensión según los cambios en la carga.

Para regular la tensión de un transformador se establecen diversas derivaciones, llamadas tomas o taps, en uno de los arrollamientos, y un mecanismo para conmutar.

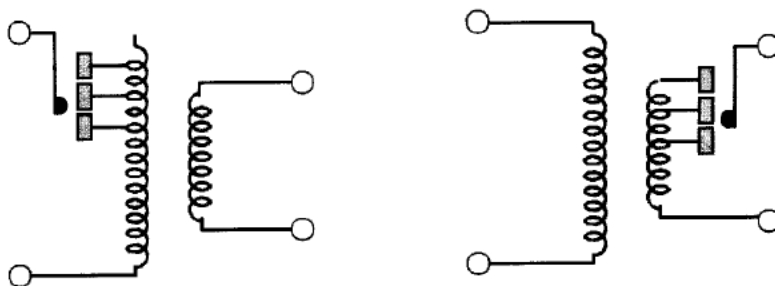


Figura 10. Transformador con tomas en el primario o en el secundario [16]

Se pueden disponer las tomas en las entradas de las fases, o se pueden variar el número de espiras N por corrimiento del neutro.

No es económico disponer las tomas en baja tensión ya que las derivaciones de los devanados y los contactos de los conmutadores deberían entonces estar previstos para intensidades elevadas. Es más económico conmutar en alta.

Si ambos devanados son para alta tensión, desde el punto de vista del conmutador son aceptables ambas soluciones. En tal caso, es preferible disponer la conmutación en el arrollamiento correspondiente a la tensión variable.

Si un arrollamiento con tomas tiene una sección constante (todas las tomas están previstas para la máxima intensidad asignada), la potencia del transformador será diversa para cada toma.

La conmutación puede realizarse con el transformador sin tensión o en carga. Para nuestro caso interesan los conmutadores de tensión bajo carga de tal manera que no tengamos que interrumpir el suministro de la central y maximizar así su disponibilidad.

3.5 Reactancia de puesta a tierra

Poner a tierra consiste en varias funciones que tienen en común la utilización de la tierra. Se pueden distinguir dos tipos de puesta a tierra:

- Puesta a tierra de protección: se puede describir como un método para proteger a las personas y a los equipos de valores de tensión peligrosos. Ejemplos:
 - Conexión de pantallas de cables a tierra para evitar perturbaciones en componentes electrónicos
 - Conexión de los cierres metálicos de un conjunto de celdas de MT
- Puesta a tierra del sistema: se puede describir como la conexión deliberada a tierra de un sistema eléctrico en tensión. Esta conexión se realiza normalmente en los puntos neutros, aunque existen otras soluciones

Si un punto del sistema se pone a tierra, todo el sistema comprendido entre los aislamientos galvánicos de los transformadores estará puesto a tierra.

La puesta a tierra del sistema se puede clasificar atendiendo a la naturaleza del circuito que conecta el neutro del sistema a tierra en [25]:

- Neutro aislado
- Neutro rígido a tierra
- Neutro impedante:
 - Puesta a tierra con resistencia
 - Puesta a tierra con reactancia
 - Puesta a tierra resonante

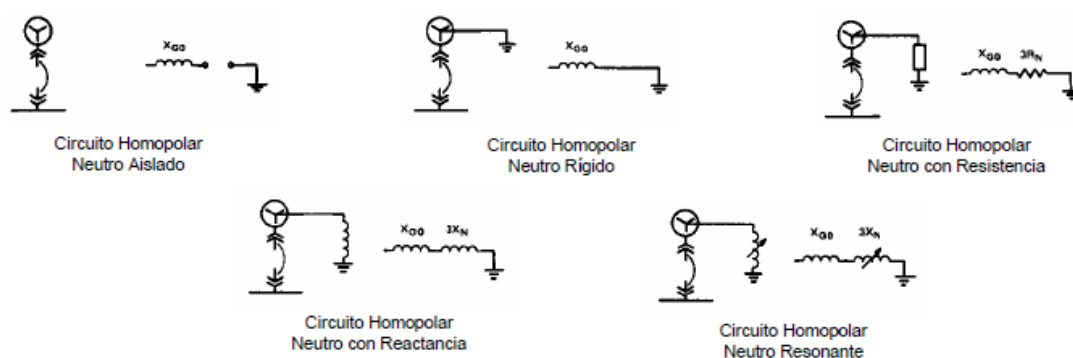


Figura 11. Clasificación puesta a tierra [25]

3.5.1 Puesta a tierra con reactancia

Los sistemas con neutro puesto a tierra con reactancia son aquellos que están operados con una conexión del neutro a tierra a través de una reactancia de valor fijo destinada a limitar las corrientes de defecto a tierra.

Ventajas:

- Permite reducir las sobretensiones transitorias siempre y cuando:
 - $X_0 < 10 X_1$
 - La corriente de corto monofásica a tierra a limitar sea al menos superior al 25% de la corriente de corto trifásica
- $$I_{1\phi} > 25\% I_{3\phi} \text{ (60\% valor preferente)}$$

Desventajas:

- Los valores mínimos a los que se reduce la corriente de falta son altos, por tanto, no se puede utilizar un sistema mediante reactancia como alternativa a otro realizado mediante resistencia.

En aplicaciones donde la intensidad de falta a tierra máxima permitida puede ser del orden de la trifásica, utilizar sistemas de puesta a tierra mediante reactancia resulta más económico que utilizar resistencias, dado la gran potencia térmica a disipar en caso de utilizar esta última.



Figura 12. Puesta a tierra con reactancia

La mejor forma de obtener un punto neutro para poner a tierra el sistema es utilizar transformadores con conexión en estrella o el neutro de los generadores. En caso de no ser posible se utilizan transformadores o reactancias de puesta a tierra.

Para realizar la puesta a tierra con reactancia se conecta en barras una reactancia en zig-zag cuyo neutro va a tierra directamente o a través de una impedancia en función del tipo de puesta a tierra usado.

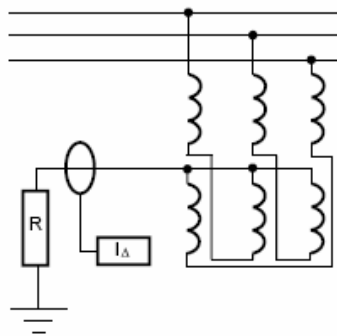


Figura 13. Diagrama de conexión de puesta a tierra con reactancia [21]

3.6 Celdas de media tensión

Se diferencian principalmente dos tipos de celdas:

- Celdas de distribución primaria: Celdas blindadas con aislamiento en SF6 hasta 52 kV generalmente, utilizadas para subestaciones.
- Celdas de distribución secundaria: Celdas blindadas con aislamiento en SF6 hasta 36/38 kV generalmente, utilizadas para centros de transformación de la red de distribución y centros de transformación de generación eólica.

Las celdas, dependiendo de su funcionalidad pueden ser:

- Protección del transformador
- Protección de línea
- Acoplamiento-remonte
- Celda de unión
- Interruptor/seccionador
- Servicios auxiliares

Dependiendo de la función que vaya a desempeñar la celda, del fabricante y de las necesidades específicas de aplicación, la configuración de la celda variará; sin embargo, a continuación se va a exponer una celda tipo del fabricante MESA.

Cada celda está compuesta exteriormente por un conjunto de paneles, chapas y bastidor metálico, todos ellos puestos a tierra.

Se compone de cuatro compartimientos independientes.

El compartimiento de baja tensión, separado de la zona de media tensión, está situado en la parte superior delantera de la celda y contiene opcionalmente los relés y el resto de los elementos auxiliares de protección y control en baja tensión [26].

El embarrado principal, que utiliza aislamiento sólido y apantallado puesto a tierra, está situado en la parte superior trasera de la celda, fuera del compartimiento de SF₆.

En este compartimiento, también pueden ir instalados opcionalmente, transformadores de medida:

- Transformadores de tensión enchufables.
- Transformadores toroidales de intensidad.

Así se evita la necesidad de celdas específicas de medida.

La cuba de SF₆ contiene la aparamenta de corte y/o maniobra, está situado en la parte central de la celda y a él se conectan los cables de potencia y el embarrado general a través de pasatapas.

Este es el único compartimiento sellado de por vida de la celda, que utiliza gas SF₆ como medio de aislamiento y en su interior se encuentran uno o varios de los siguientes elementos:

- Seccionador de tres posiciones.
- Embarrado interior y conexiones.
- Interruptor Automático.
- Interruptor-seccionador.
- Interruptor-seccionador asociado con fusibles

El compartimiento de conexión de cables de entrada/salida en media tensión, está situado en la parte baja de la celda, con acceso desde la zona frontal y contiene todos o algunos de los siguientes elementos:

- Pasatapas para conexión de los terminales de los cables de media tensión.

- Bridas para sujeción individual de cada cable de potencia.
- Transformadores toroidales de intensidad sobre los pasatapas.
- Transformadores de tensión enchufables mediante cables de media tensión.

Facilidades para la realización de la prueba de aislamiento de cables media tensión, sencilla y segura.

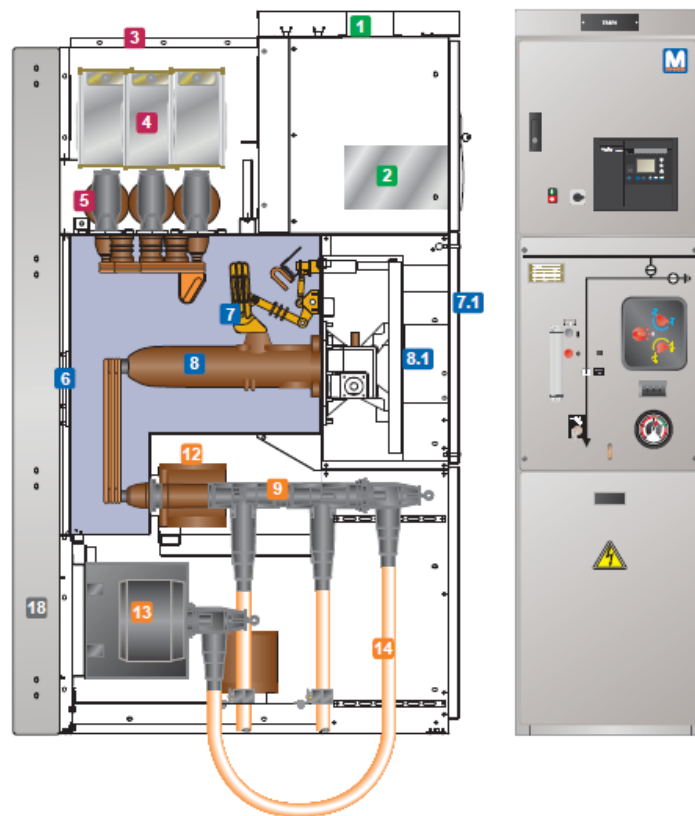


Figura 14. Celda de media tensión [26]

Donde,

Cajón de baja tensión

1. Bandeja para cable de baja tensión
2. Relés de protección y control

Embarrado general

3. Cerramiento del compartimento de barras generales
4. Transformadores de tensión enchufables en las barras generales
5. Transformadores toroidales de corriente en las barras generales

Cuba metálica SF6 sellada

6. Clapeta de expulsión de gases
7. Seccionador de tres posiciones
8. Interruptor automático

Compartimento de cables de potencia

- 9. Conectores de cable de potencia
- 12. Transformadores de intensidad
- 13. Transformadores de tensión
- 14. Cables de conexión de media tensión

3.7 Configuración de la subestación El Milagro

La configuración de la subestación es de barra principal más barra de transferencia, con dos posiciones de salida de línea, una posición de conexión del transformador y un sistema de 23 kV para conexión de la central solar El Milagro.

- Nivel de 138 kV

Dos (2) posiciones de salida de línea cada una formada por los siguientes elementos:

- Tres (3) pararrayos con contadores de descargar
- Tres (3) transformadores de tensión capacitivo
- Un (1) filtro de onda portadora
- Un (1) seccionador con puesta a tierra
- Un (1) juego de tres transformadores de corriente
- Un (1) interruptor tripolar
- Un (1) seccionador tripolar
- Un (1) seccionador vertical

Configuración de barra principal más barra de transferencia que contará con un transformador de tensión inductivo en barra.

Una (1) posición de conexión del transformador compuesta por:

- Un (1) seccionador tripolar
- Un (1) interruptor tripolar
- Un (1) seccionador vertical
- Un (1) juego de tres transformadores de corriente
- Tres (3) pararrayos con contadores de descargar

- Transformador trifásico de potencia de 138/23 kV, 26 MVA, conexión YNd5, y con regulación de tensión bajo carga.

- Nivel de 23 kV

Se ha optado por una configuración de simple barra con celdas aisladas en gas SF6 con la siguiente configuración:

Una (1) celda de conexión del transformador compuesta por:

- Un (1) seccionador de tres posiciones
- Un (1) interruptor
- Un (1) juego de tres transformadores de corriente

Una (1) celda de conexión del transformador de servicios auxiliares compuesta por:

- Un (1) interruptor/seccionador en carga
- Un (1) fusible

Dos (2) celdas de conexión de la central solar compuesta por:

- Un (1) seccionador de tres posiciones
- Un (1) interruptor
- Un (1) juego de tres transformadores de corriente

Un (1) transformador de tensión inductivo en barras de 23 Kv

3.7.1 Configuración del sistema de barras de alta tensión

La subestación El Milagro tendrá un sistema de barra principal más barra de transferencia.

Las barras estarán conformadas por un conductor por fase de 283 mm² (Darien) de aleación de aluminio (AAAC).

3.7.2 Equipamientos de patio

3.7.2.1 Interruptor

Los interruptores serán del tipo tripolar, para servicio exterior, con cámara de extinción de arco en hexafloruro de azufre SF6 y con mecanismo apropiado para accionamiento local y remoto.

Interruptor de 138 kV	
Aislamiento interno y fluido extintor	SF6
Frecuencia	60 Hz
Tensión de servicio	138 kV
Tensión máxima de equipo	145 kV
Tensión de prueba a frecuencia industrial	650 kVp
Tensión de prueba al impulso tipo rayo	275 kV
Corriente nominal	3.150 A
Corriente de cortocircuito (1s)	31,5 kA

Tabla 5. Interruptor sistema 138 kV

3.7.2.2 Seccionador

Los seccionadores de 138 kV, serán tripolares para instalación exterior, con mando a motor y manual preparados de tal manera que permitan su accionamiento local y remoto.

Los seccionadores serán diseñados para conducir en forma permanente la corriente nominal para la cual ha sido diseñado y podrán ser operados bajo tensión.

En las posiciones de salida de línea habrá un seccionador con puesta a tierra, uno sin puesta a tierra y uno de apertura vertical. En la posición de transformador habrá un seccionador sin puesta a tierra y un seccionador de apertura vertical.

Seccionador de 138 kV	
Frecuencia	60 Hz
Tensión de servicio	138 kV

Tensión máxima de equipo	145 kV
Tensión de prueba a frecuencia industrial	650 kVp
Tensión de prueba al impulso tipo rayo	275 kV
Corriente nominal	1.250 A
Corriente de cortocircuito (1s)	31,5 kA

Tabla 6. Seccionador sistema 138 kV

3.7.3 Transformador de potencia

Se instalará un transformador de potencia trifásico de relación de transformación 138/23 kV y potencia nominal de 20 MVA.

Características principales	
Tipo de transformador	Trifásico intemperie
Líquido dieléctrico	Aceite
Servicio	Continuo
Frecuencia	60 Hz
Refrigeración	ONAN
Potencia asignada	26 MVA
Tensiones asignadas en vacío	138.000/23.000 V
Grupo de conexión	YNd5
Regulación bajo carga	±25x1,25%
Impedancia de cortocircuito	12,5%

Tabla 7. Transformador de potencia

3.7.4 Equipos del sistema de 23kV

3.7.4.1 Equipos intemperie

3.7.4.1.1 Cable de aluminio aislado de 12/20 kV

Este cable unirá la salida del transformador de potencia con la celda de protección del transformador. Consiste en tres ternas de cable unipolar de aluminio 12/20 kV de 3x240 mm² de sección, aislado en XLPE.

Características principales	
Tensión nominal	23 kV
Conductor	Aluminio
Sección del conductor	240 mm ²
Aislamiento	XLPE

Tabla 8. Cable aislado 12/20 kV

3.7.4.1.2 Reactancia de puesta a tierra

Este equipo tiene la función de limitar la máxima corriente de falta en el sistema de 23 kV a valores de seguridad para la actuación de las protecciones, para evitar daños en los equipos, y asegurar la puesta a tierra del neutro de la red de media tensión.

Se instalará una reactancia de 500A 30s.

Características principales	
Tensión nominal	23 kV
Tensión más elevada de la red	24 kV
Intensidad de defecto a tierra por el neutro	500 A
Tiempo de defecto	30 segundos

Tabla 9. Reactancia de puesta a tierra

3.7.4.2 Equipos de las celdas**3.7.4.2.1 Transformadores de tensión**

En el embarrado se debe instalar y cablear correctamente tres transformadores de tensión inductivos, que alimentarán los circuitos de medida y protección.

Características principales	
Tensión nominal	23 kV
Tensión máxima	24 kV
Relación de transformación	$23:\sqrt{3} / 0,110:\sqrt{3} - 0,110:3$ kV

Tabla 10. Transformador de tensión sistema 23 kV

3.7.4.2.2 Transformadores de corriente

En cada una de las celdas de línea y en la celda de transformador se instalarán tres transformadores de corriente con las siguientes características:

Celdas de línea

Características principales	
Tensión nominal	23 kV
Tensión máxima	24 kV
Relación de transformación	300/1-1-1 A

Tabla 11. Transformador de corriente sistema 23 kV – Celda de línea

Celda de transformador

Características principales	
Tensión nominal	23 kV
Tensión máxima	24 kV
Relación de transformación	600-800/1-1-1 A

Tabla 12. Transformador de corriente sistema 23 kV – Celda de transformador

3.7.4.2.3 Interruptor

Se instalará un interruptor tripolar en cada celda.

Características principales	
Tensión nominal	23 kV
Frecuencia	60 Hz
Extinción del arco	SF6
Corriente nominal (celda de línea)	630 A
Corriente nominal (celda de transformador)	1.250 A
Poder de corte simétrico a la tensión nominal	25 kA

Tabla 13. Interruptor sistema 23 kV

3.7.4.2.4 Seccionador de tres posiciones

Tendrán tres posiciones (abierto-cerrado-puesto a tierra) con accionamiento manual. Será un mecanismo interligado con el interruptor de manera que solo se podrán cerrar si el interruptor está abierto, para evitar maniobras indebidas.

Habrà un seccionador en cada una de las celdas.

Características principales	
Tensión nominal	23 kV
Corriente nominal (celda de línea)	630 A
Corriente nominal (celda de transformador)	1.250 A
Corriente soportable de corta duración	25 kA

Tabla 14. Seccionador sistema 23 kV

4 SISTEMA DE PROTECCIÓN

El sistema de protección es el conjunto de equipos necesarios para la detección y eliminación de cualquier tipo de faltas mediante el disparo selectivo de los interruptores que permiten aislar la parte del circuito de la red eléctrica donde se haya producido la falta.

El número y duración de las interrupciones en el suministro de energía eléctrica junto con el mantenimiento de la tensión y frecuencia dentro de unos límites es lo que determina la calidad del servicio. Por lo tanto la calidad del servicio en el suministro y gran parte de la seguridad de todo el sistema dependen del sistema de protección.

Estos sistemas de protección se instalan en todos los elementos que componen el sistema eléctrico provocando la excitación y/o alarma de un dispositivo de apertura cuando detectan una perturbación, por ejemplo la bobina de disparo de un interruptor.

También se ocupa tanto de la protección de las personas como de las instalaciones contra los efectos de una perturbación, aislando las faltas tan pronto como sea posible, evitando el deterioro de los materiales y limitando el daño a las instalaciones y los esfuerzos térmicos, dieléctricos y mecánicos en los equipos provocados por cualquier tipo de falta [22].

En un funcionamiento adecuado de los sistemas de protección se deben cumplir una serie de características básicas de los relés de protección:

- **Fiabilidad:** Es la capacidad de actuar correctamente, es decir que actúa cuando debe y que no lo hace cuando no es necesario.
- **Sensibilidad:** Implica que el relé debe actuar eficazmente ante la más mínima condición que se le requiera.
- **Selectividad:** Es la capacidad de un relé para que desconecte únicamente la parte de la red que está afectada por la falta, de forma que la parte del circuito que queda falto de suministro sea el mínimo posible.
- **Rapidez:** Es la capacidad de un relé para que el tiempo entre la aparición de la perturbación y la actuación de las protecciones sea lo más pequeño posible.

4.1 Protecciones subestación El Milagro

La protección del sistema de transmisión deberá cumplir con los Requisitos Mínimos para los Sistemas de Protección del COES establecidos en el documento “Requisitos mínimos de equipamiento para los sistemas de Protección del SEIN”.

Los equipos de protección a considerar serán de tipo digital, de última generación, de múltiples funciones, que permitan funciones de protección, medición, señalización y registro.

Protección línea

La protección de las líneas estará basada en una protección primaria y secundaria del mismo nivel y sin ser excluyentes, y protección de respaldo, que permita una correcta operación del sistema de protección ante la ocurrencia de fallas en el sistema.

- relés de distancia (21-21N)
- relés de sobrecorriente temporizada (51-51N)
- relés de sobrecorriente direccional (67-67N)
- bloqueo contra oscilaciones de potencia (68)
- función de recierre (79)
- función de sincronismo (25)
- protección falla de interruptor (50BF)

Todas las líneas deberán contar con relés de recierre monofásico coordinados por el sistema de teleprotección que actúen sobre los respectivos interruptores ubicados a ambos extremos de la línea.

Protección de transformador de potencia

- Relé diferencial del transformador (87T)
- Relé de disparo y bloqueo (86T)

Lado 138 kV

- Protección de mínima tensión (27)
- Protección de sobretensión (59)
- Protección de sobrefrecuencia (81)
- Protección de sobrecorriente temporizada (51-51N)
- Protección de sobrecorriente instantánea (50-50N)
- Protección falla de interruptor (50BF)

Lado 23 kV

- Protección de sobrecorriente temporizada (51/51N)
- Protección de sobrecorriente instantánea (50/50N)

Protecciones propias

- Protección de imagen térmica (49)
- Protección de flujo y/o sobrepresión (Bucholz-63)

- Protección de nivel de aceite (71)
- Protección de aceite del conmutador de derivación (80)
- Protección Jansen (63 BJ)

Protección de la reactancia de potencia

- Protección de sobrecorriente de tierra instantánea (51G)
- Protección de sobrecorriente instantánea (50)

Protección de celdas 23 kV

- Protección de sobretensión neutro (59N)
- Protección de sobrecorriente temporizada (51/51N)
- Protección de sobrecorriente instantánea (50/50N)

MÓDULO III: LÍNEA ELÉCTRICA

ÍNDICE MÓDULO III – LÍNEA ELÉCTRICA

1	CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA LÍNEA	94
1.1	Trazado de la línea eléctrica	94
1.2	Conductor.....	94
1.2.1	Disposición de los conductores.....	94
1.2.2	Material de los conductores	95
1.2.3	Características del conductor empleado	96
1.3	Apoyos.....	97
1.3.1	Clasificación de los apoyos.....	97
1.3.2	Disposiciones habituales de los circuitos en los apoyos.....	98
1.3.3	Apoyos utilizados en la línea	100
1.4	Aislamiento	100
1.4.1	Clasificación de los aisladores.....	101
1.4.2	Aisladores utilizados	101
1.5	Franja de servidumbre	102
1.5.1	Franja de servidumbre de la línea.....	102
2	CRITERIOS DE DISEÑO ELÉCTRICO	104
2.1	Selección del conductor	104
2.1.1	Selección del material	104
2.1.2	Selección del cable	104
2.2	Niveles de aislamiento en la línea	104
2.3	Distancias de seguridad	105
2.3.1	Distancias verticales.....	105
2.3.2	Distancias horizontales entre conductores de diferentes estructuras	106
2.3.3	Distancias verticales entre conductores de diferentes estructuras	106
3	CRITERIOS DE DISEÑO MECÁNICO	107
3.1	Presión de viento	107
3.2	Cálculo mecánico de conductores	107

3.2.1	Hipótesis de carga del conductor	107
3.3	Cálculo de esfuerzos en los apoyos	108
3.3.1	Definiciones básicas de diseño para el cálculo mecánico de estructuras 108	
3.3.2	Hipótesis de carga para el cálculo de las estructuras	109
3.3.3	Condiciones de carga de estructuras.....	111

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.	CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR.	15
TABLA 2.	CARACTERÍSTICAS DEL AISLADOR TIPO LINE POST	101
TABLA 3.	CARACTERÍSTICAS DEL AISLADOR TIPO SUSPENSIÓN	102
TABLA 4.	ANCHO MÍNIMO DE LA FRANJA DE SERVIDUMBRE.....	102
TABLA 5.	DISTANCIAS VERTICALES DE SEGURIDAD.....	106
TABLA 6.	DISTANCIAS VERTICALES ENTRE CONDUCTORES DE DIFERENTES ESTRUCTURAS	106
TABLA 7.	HIPÓTESIS DE CARGA PARA EL CÁLCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR...	108
TABLA 8.	CONDICIONES DE CARGA EN LA ESTRUCTURA.	111

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.	ESQUEMA GENERAL DE CONEXIÓN DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA [27].	94
FIGURA 2.	CONDUCTOR DE ALUMINIO Y ACERO GALVANIZADO [28].	95
FIGURA 3.	CONDUCTOR DE ALUMINIO Y ACERO RECUBIERTO DE ALUMINIO [28]..	96
FIGURA 4.	APOYO SIMPLE CIRCUITO EN CAPA [27].....	98
FIGURA 5.	APOYO DOBLE CIRCUITO EN BANDERA [27].	99
FIGURA 6.	APOYO SIMPLE CIRCUITO EN BANDERA [27].	99
FIGURA 7.	APOYO SIMPLE CIRCUITO EN TRESBOLILLO [27].	100
FIGURA 8.	FRANJA DE SERVIDUMBRES. [19]	103

1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA LÍNEA

Si bien la línea eléctrica desempeña un papel importante en el sistema de evacuación de la energía, no es el objeto principal de este proyecto, por lo tanto no se profundizará en gran medida en ella.

1.1 Trazado de la línea eléctrica

Para posibilitar la evacuación de la energía generada por la central se construye la subestación El Milagro y una línea de transmisión eléctrica. Esta línea conectará la subestación con la línea L-118 SE Santiago de Cao-SE Trujillo Norte de 138 kV y 26,8km.

Se realizará el seccionamiento de la línea L-118 en un punto situado a aproximadamente 14km de la subestación Santiago de Cao y a 12,9km de Trujillo Norte. Desde el punto de seccionamiento saldrá una línea de doble circuito, de 138 kV simplex hasta encontrar el pórtico de la subestación El Milagro.

En la figura 29 del punto 4 del módulo I se puede ver el trazado de la línea.

1.2 Conductor

Los conductores de fase están energizados y son los responsables de transportar la corriente eléctrica.

1.2.1 Disposición de los conductores

Las posibles disposiciones de los conductores en una línea eléctrica son:

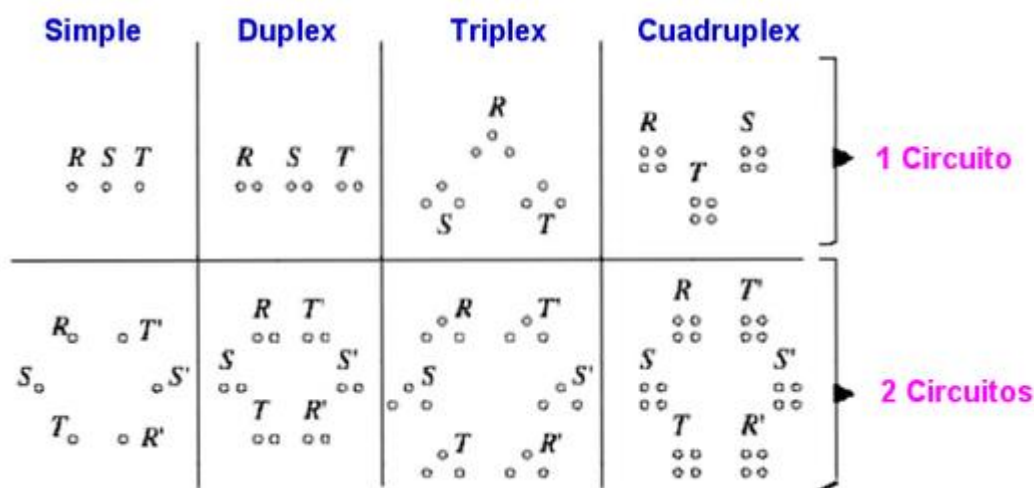


Figura 1. Esquema general de conexión de una instalación fotovoltaica [27].

Estas disposiciones con múltiples conductores por fase se usan cuando es necesario aumentar la potencia, disminuir el efecto corona o el efecto pelicular, disminuir la caída de tensión entre otros posibles problemas.

1.2.2 Material de los conductores

En la fabricación de conductores se utilizan principalmente cobre, aluminio, acero, sus aleaciones y sus combinaciones.

El cobre ha sido prácticamente desplazado por el aluminio, de menor conductividad pero mucho más económico.

La resistencia mecánica del aluminio no es suficientemente buena para líneas aéreas lo que da lugar a aleaciones de aluminio o a combinaciones como los cables formados por un alma de acero recubierto de una o varias capas de aluminio.

1.2.2.1 Conductor de aluminio y acero galvanizado

Consiste en un conductor compuesto de varios alambres de aluminio del mismo diámetro nominal y de uno o varios alambres de acero galvanizado. Los alambres se disponen en capas concéntricas; todos los alambres del alma son de acero y todas las capas exteriores son de alambre de aluminio.

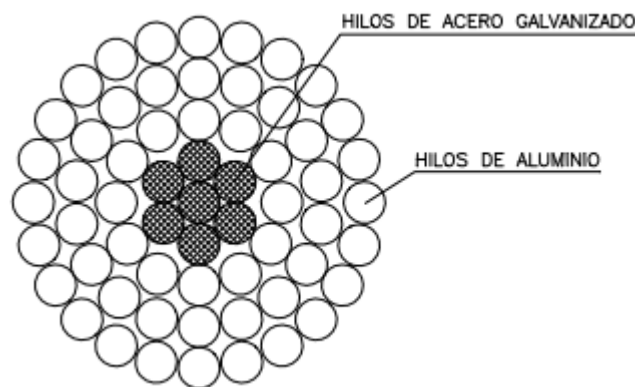


Figura 2. Conductor de aluminio y acero galvanizado [28].

1.2.2.2 Conductor de aluminio y acero recubierto de aluminio

Consiste en un conductor compuesto de varios alambres de aluminio del mismo diámetro nominal y de uno o varios alambres de acero recubierto de aluminio cableados en capas concéntricas. Los alambres de acero recubierto de aluminio pueden ir intercalados con los de aluminio formando capas mixtas o pueden formar el alma del cable.

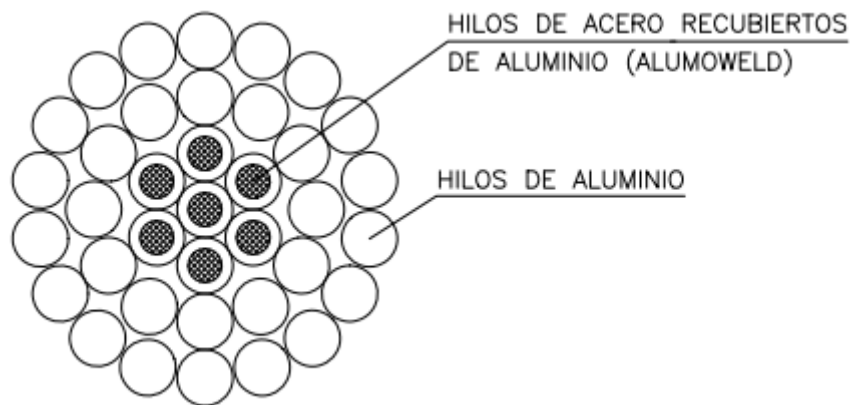


Figura 3. Conductor de aluminio y acero recubierto de aluminio [28].

1.2.2.3 Conductor de aleación de aluminio

Consiste en un conductor homogéneo compuesto de varios alambres de aleación de aluminio. Estos alambres pueden tener el mismo diámetro nominal o ser diferentes. Los alambres van cableados en capas concéntricas.

1.2.2.4 Conductor de aleación de aluminio con alma de acero

Consiste en un conductor compuesto de varios alambres de aleación de aluminio del mismo diámetro nominal o no y de alambres de acero galvanizado. Los alambres van cableados en capas concéntricas; todos los alambres del alma son de acero y todas las capas exteriores son de alambres de aleación de aluminio.

1.2.3 Características del conductor empleado

Para nuestra instalación particular se han escogido conductores de aleación de aluminio (AAAC). Son conductores de aluminio aleado con silicio y magnesio.

Algunas de sus ventajas frente a los también comúnmente utilizados ACSR (aluminio reforzado con acero) son [27]:

- Menor peso para una misma longitud y una misma resistencia eléctrica
- Empalmes más sencillos
- Pérdidas más bajas de energía
- Excelente resistencia a la corrosión
- Mayor resistencia a la abrasión

Este conductor es además ampliamente utilizado en las líneas de transmisión existentes en la región por su buen comportamiento ante las condiciones ambientales de la zona.

Las características del conductor son las siguientes:

Conductor	
Tipo de conductor	AAAC
Denominación	Greeley
Tensión nominal	138 kV
Tensión más elevada de la red	145 kV
Sección nominal	469,8 mm ²
Diámetro exterior	28,14 mm
Número de hilos de aluminio	37
Diámetro de los hilos de aluminio	4,02 mm
Peso unitario	1.287 kg/m
Carga de rotura	13.567 daN
Coeficiente térmico de dilatación	$2,3 \times 10^{-5} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$
Módulo de elasticidad final	6.550 daN /mm ²
Resistencia eléctrica en CC a 20°C	0,0713 ohm/km
Capacidad de corriente	908 A

Tabla 1. Características del conductor

1.3 Apoyos

Son los elementos destinados a soportar el conjunto de la línea, manteniéndolos a la altura necesaria sobre el suelo. Están sometidos a distintos esfuerzos debido al peso de los materiales que sustentan y a la acción del viento y hielo sobre los mismos.

1.3.1 Clasificación de los apoyos

Según el material [27]

- Madera: normalmente utilizados en baja tensión.
- Hormigón: normalmente utilizados en media y baja tensión.
- Acero: los más utilizado en media y alta tensión. Dentro de ellos hay dos tipos, tubulares o de celosía.

Según el tipo de cadena [27]

- Apoyos de suspensión: Llevan cadenas de suspensión.
- Apoyos de amarre: Llevan cadenas de amarre

Según su función [27]

- Apoyos de alineación: Sustentan los conductores y cables de tierra. En ellos la traza de la línea no efectúa ningún ángulo.
- Apoyos de ángulo: Sustentan los conductores y cables de tierra en los vértices o ángulos que forma la línea.
- Apoyos de anclaje: Su fin es proporcionar puntos fuertes a la línea que impidan la destrucción total de la misma cuando se rompa un conductor o un apoyo. Frenan caídas en cascada.
- Apoyos fin de línea: Soportan el 100% de las tracciones producidas por la línea, son su punto de anclaje de mayor resistencia.

1.3.2 Disposiciones habituales de los circuitos en los apoyos

Simple circuito en capa

Minimizan la altura de los apoyos, pero tienen un ancho mayor por lo que requieren mayor franja de servidumbre.



Figura 4. Apoyo simple circuito en capa [27].

Simple y doble circuito en bandera

Proporcionan máxima altura, se utilizan en corredores estrechos y para dobles circuitos.



Figura 5. Apoyo doble circuito en bandera [27].

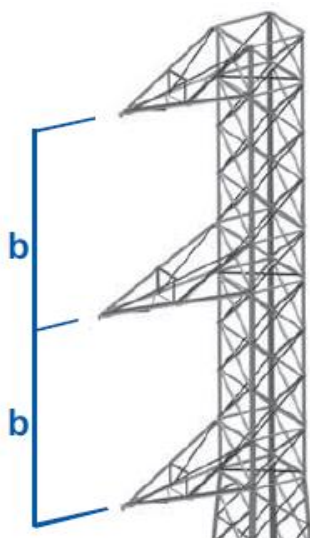


Figura 6. Apoyo simple circuito en bandera [27].

Simple circuito en tresbolillo

De alturas intermedias.

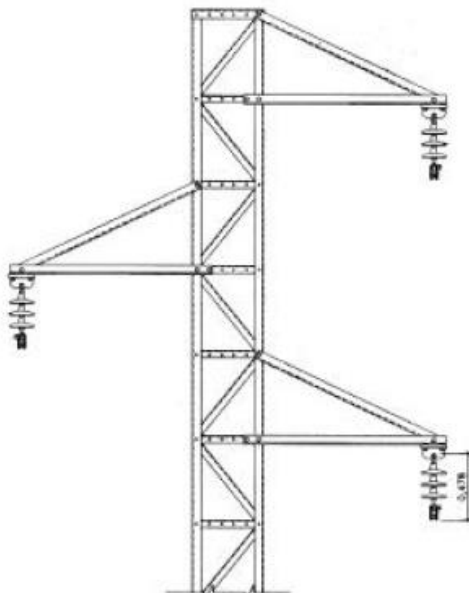


Figura 7. Apoyo simple circuito en tresbolillo [27].

1.3.3 Apoyos utilizados en la línea

La línea de 138kV en derivación a la central solar, tendrá una disposición en sus armados en doble terna en disposición vertical tal y como se especifica en el Anexo 1 - Planos. La cantidad de estructuras a disponer serán los necesarios para poder llegar desde el punto de derivación de la línea existente al pórtico de la subestación El Milagro.

Para la conexión a la línea existente deberá implementarse dos estructuras de doble anclaje vertical en 90°, en reemplazo de la estructura de suspensión, en el alineamiento de la línea existente.

Los sistemas de puesta a tierra en esta zona del proyecto, serán definidos por las mediciones de resistividad del terreno, sin embargo se sugiere se use el mismo sistema de puesta a tierra de la línea existente con la cual se realiza la conexión.

1.4 Aislamiento

Los aisladores son los elementos cuya finalidad consiste en separar eléctricamente el conductor del apoyo que lo soporta. Se precisa que tengan buenas propiedades dieléctricas ya que su misión fundamental es evitar el paso de la corriente del conductor hacia tierra.

El aislamiento debe soportar sin perforarse, los distintos tipos de sobretensiones esperados que serán de diferente magnitud, duración y forma de onda. Los aisladores deben soportar simultáneamente esfuerzos mecánicos, térmicos y eléctricos.

Uno de los parámetros importante de un aislador es su línea de fuga que es una medida de la capacidad del aislador respecto al riesgo de contorno exterior en entornos contaminados. La distancia es medida a lo largo del aislador.

1.4.1 Clasificación de los aisladores

Los materiales más usados para fabricarlos son [27]:

- Porcelana: Caolín y cuarzo, con un tratamiento de cocción a 1400°C y recubiertos de silicato. Son impermeable y de difícil adherencia de polvo y humedad.
- Vidrio: Mezcla de ácido silícico con óxidos, fundida a 1300°C. Poseen elevada dureza y resistencia mecánica y gran estabilidad ante los cambios de temperatura.
- Materiales compuestos (poliméricos): Compuestos por fibras de vidrio y resina en el núcleo y distintas “gomas” con diversas formas en la parte externa. Tienen mejor comportamiento que los anteriores en ambientes contaminados, presentan alta hidrofobicidad lo que provoca que su línea de fuga pueda ser menor, teniendo así cadenas de aisladores más cortas y dando lugar a aisladores mucho más ligeros.

1.4.2 Aisladores utilizados

Para los apoyos de anclaje se utilizarán aisladores poliméricos tipo Line Post de las siguientes características:

Aisladores apoyos anclaje	
Tipo de aislador	Line Post
Material aislante	Goma de silicona
Material del núcleo	Fibra de vidrio
Tensión máxima del equipo	145kV
Tensión nominal del sistema	138kV
Línea de fuga	>3.779mm
Carga de tracción/compresión especificada (STL)	89 kN
Carga de diseño máxima a flexión (MDCL)	10 kN
Peso	48 kg

Tabla 2. Características del aislador tipo Line Post

Para los apoyos de alineación se utilizarán aisladores poliméricos tipo suspensión de las siguientes características:

Aisladores apoyos alineación	
Tipo de aislador	Suspensión
Material aislante	Goma de silicona
Material del núcleo	Fibra de vidrio
Tensión máxima del equipo	145kV
Tensión nominal del sistema	138kV
Línea de fuga	>3.779mm
Esfuerzo de tensión máximo (SML)	120 kN
Esfuerzo de tensión de prueba (RTL)	60 kN
Peso	7,9 kg

Tabla 3. Características del aislador tipo Suspensión

1.5 Franja de servidumbre

Se establecerá una franja de servidumbre para la línea aérea con el propósito de brindar facilidades para la instalación, operación y mantenimiento de la instalación eléctrica, así como también para salvaguardar la integridad física de las personas y bienes, frente a situaciones de riesgo eléctrico y mecánico.

La franja de servidumbre es la proyección sobre el suelo de la franja ocupada por los conductores más una distancia de seguridad.

1.5.1 Franja de servidumbre de la línea

De acuerdo al Código Nacional de Electricidad [19], el ancho mínimo de la franja de servidumbre de la línea aérea, ubicada centralmente en dicha franja, será la indicada en la siguiente tabla:

Tensión nominal (kV)	Ancho (m)
10 – 15	6
20 – 36	11
60 – 70	16
115 – 145	20
Hasta 220	25

Tabla 4. Ancho mínimo de la franja de servidumbre.

El ancho de la franja deberá ser verificado para cada vano, a las condiciones de balanceo de máximo desplazamiento del conductor por efecto del viento a su flecha máxima, más la distancia mínima de seguridad.

Si la distancia resultase mayor a lo indicado en la tabla, deberá emplearse el mayor valor.

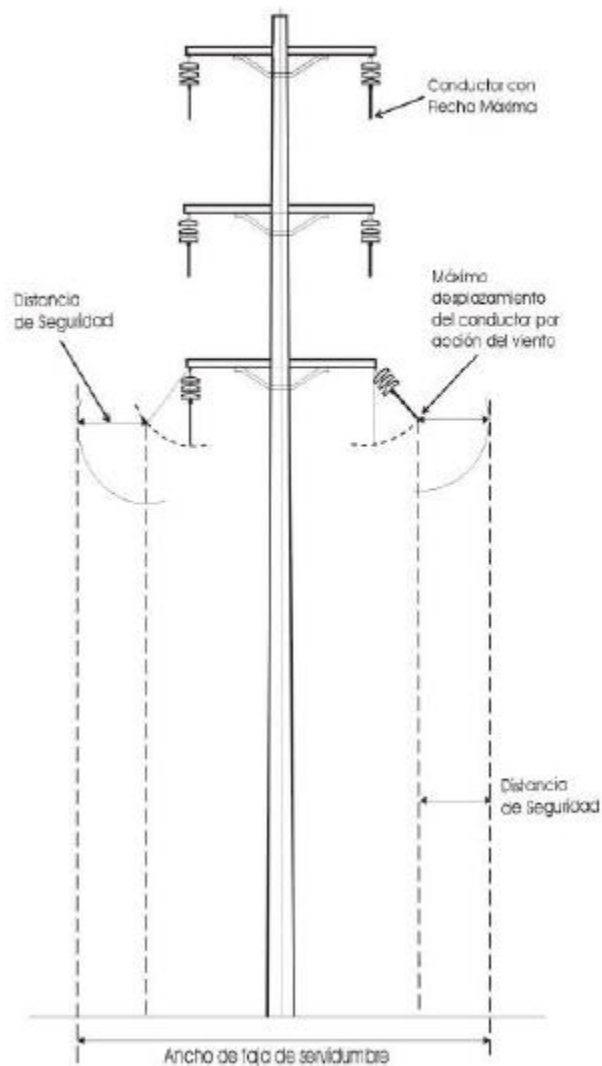


Figura 8. Franja de servidumbres. [19]

2 CRITERIOS DE DISEÑO ELÉCTRICO

2.1 Selección del conductor

Desde el punto de vista mecánico la selección de los conductores es fundamental en el diseño de una línea eléctrica, pues las cargas que deben soportar las estructuras dependen del tamaño y tipo de conductores empleados. La selección de los mejores conductores para una línea depende de muchos factores como la potencia a transportar, el terreno, el ambiente circundante, la carga de rotura, la resistencia eléctrica, etc.

2.1.1 Selección del material

Debido a las características ambientales del emplazamiento se busca un material para el conductor que sea resistente a la abrasión y a la corrosión.

El material elegido es aleación de aluminio (AAAC).

2.1.2 Selección del cable

Para escoger la sección de cable más apropiada se tendrán en cuenta los siguientes criterios eléctricos:

- Pérdida de potencia

Se tendrá en cuenta que la pérdida de potencia no supere el 2% de la potencia nominal en ningún caso.

- Caída de tensión

La caída de tensión máxima para la sección escogida no sobrepasará el 5%.

- Efecto corona

La tensión máxima de la línea no sobrepasará la tensión crítica disruptiva debida al efecto corona.

$$U_{\text{máxima}} < U_{\text{rup}}$$

- Intensidad máxima

La intensidad máxima nominal que circula por el cable no puede superar el 80% de la intensidad máxima del conductor.

$$I_{\text{nominal}} < 0,80 \times I_{\text{max.}}$$

2.2 Niveles de aislamiento en la línea

La norma IEC 60071 establece los niveles de aislamiento aplicables al proyecto.

Los criterios a emplearse en la selección del aislamiento son los siguientes:

- Selección del nivel de aislamiento por sobretensión a frecuencia industrial
- Selección del nivel de aislamiento por sobretensión a impulso tipo rayo

- Selección del nivel de aislamiento por sobretensión de maniobra
- Selección por distancia de fuga

Para el diseño de la distancia de fuga del aislamiento, se establece, según la norma anterior, la línea de fuga específica nominal mínima según el grado de contaminación de la zona.

2.3 Distancias de seguridad

Si bien el Código Nacional de Electricidad [19] marca las distintas distancias de seguridad que se deben mantener entre los conductores de la línea y los distintos puntos de cruce o sobrevuelo, estos valores deben ser corregidos según el nivel de tensión y la altura de cada instalación en particular.

A continuación se muestran las distintas distancias obtenidas para la presente instalación.

2.3.1 Distancias verticales

Naturaleza de la superficie	Distancia (m)
Vías ferreas de ferrocarriles	9,5
Carreteras y avenidas sujetas al tráfico de camiones	8,5
Caminos, calles y otras áreas sujetas al tráfico de camiones	8
Calzadas, zonas de parqueo y callejones	8
Otros terrenos recorridos por vehículos, tales como cultivos, pastos, bosques, etc.	8
Espacios y vías peatonales o áreas no transitables por vehículos	6,4
Calles y caminos en zonas rurales	8
Áreas de agua no adecuadas para barcos de vela o donde su navegación está prohibida	8,5
Áreas de agua para barcos de vela incluyendo lagos, charcas, represas, aguas de marea, ríos, corrientes y canales con un área superficial no obstruida de:	
Menos de 8 hectáreas	9
Más de 8 a 80 hectáreas	10,6
Más de 80 a 800 hectáreas	12,6
Más de 800 hectáreas	14,2
Rampas para barcos y áreas asociadas para aparejar; áreas destinadas para aparejar o botar barcos de vela	Distancia punto 7+1,5

Carreteras y avenidas	8
Caminos, calles o callejones	7,5
Espacios y vías peatonales o áreas no transitables por vehículo	6,4
Calles y caminos en zonas rurales	7,5
Caminos no carrozables en zonas rurales	6,4

Tabla 5. Distancias verticales de seguridad

2.3.2 Distancias horizontales entre conductores de diferentes estructuras

Según indica el Código Nacional de Electricidad [19], la distancia de seguridad horizontal entre conductores que son adyacentes o se cruzan, tendidos en diferentes estructuras de soporte no deberá ser menor de 1,50 m. Para las tensiones entre los conductores que sobrepasen de 129 kV, se ha de guardar una distancia de seguridad adicional de 10 mm por kV a partir de 129 kV.

2.3.3 Distancias verticales entre conductores de diferentes estructuras

Según indica el Código Nacional de Electricidad [19], la distancia de seguridad vertical entre alambres, conductores o cables adyacentes o que se cruzan, tendidos en diferentes estructuras de soporte no deberá ser menor a la que se indica a continuación:

Conductor de línea adyacente	Distancia (m)
Retenidas, alambres neutros, cables de guarda	2,42
Comunicaciones: retenidas, conductores y cables	3,02
Cables, autoportantes BT y MT	2,42
Conductores desnudos hasta 750 V	2,42
Conductor desnudo ≤ 23 kV	2,42
Conductor desnudo 33 kV	2,55
Conductor desnudo 66 kV	2,92
Conductor desnudo 138 kV	3,64
Conductor desnudo 220 kV	4,64

Tabla 6. Distancias verticales entre conductores de diferentes estructuras

3 CRITERIOS DE DISEÑO MECÁNICO

Como ya se ha mencionado anteriormente, al no ser la línea eléctrica el objeto principal de este proyecto no se profundizará en el cálculo mecánico de los apoyos de la misma.

3.1 Presión de viento

De acuerdo al Código Nacional de Electricidad [19], las presiones sobre los conductores y estructuras debidas al viento se calcularán de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$P_v = K \cdot V^2 \cdot S_f$$

Donde:

P_v = Presión de viento en Pa

$K = 0,613$ para elevaciones menores a 3 000 m.s.n.m

V = Velocidad del viento en m/s

S_f = Factor de forma:

$S_f = 1,0$ para conductores

$S_f = 3,2$ para estructuras

Así, para la máxima velocidad de viento considerada según el código nacional de electricidad se tiene:

$V = 26 \text{ m/s} \leftrightarrow 94 \text{ km/h}$

Luego,

Presión de viento sobre conductores = $(0,613) \cdot (26)^2 \cdot (1) = 414,388 \text{ Pa}$

Presión de viento sobre torres = $(0,613) \cdot (26)^2 \cdot (3,2) = 1.326,042 \text{ Pa}$

3.2 Cálculo mecánico de conductores

Los principales objetivos del cálculo mecánico de conductores son la determinación de la tensión mecánica con que debe ser tendido el conductor, para que la tensión mecánica del mismo no sobrepase una determinada fracción de la carga de rotura al producirse sobrecargas, y la obtención de las flechas máximas en las diferentes hipótesis de carga consideradas, para prever las distancias mínimas exigidas.

3.2.1 Hipótesis de carga del conductor

Se han definido las hipótesis de cálculo tomando en cuenta el Código Nacional de Electricidad [19] y las condiciones ambientales de la zona del proyecto.

Para las líneas de transmisión se considera un EDS del 22% para el conductor y del 15% para el OPGW. Asimismo, para las demás hipótesis se considera que el esfuerzo de trabajo no deberá ser mayor que el 60% de la carga de rotura.

Las hipótesis consideradas para el cálculo mecánico de conductores, son las siguientes:

HIPÓTESIS 1: Tensión de cada día (EDS)	
Temperatura media	16,5°C
Presión del viento	0 Pa
Esfuerzo de trabajo	18% de carga de rotura (inicial)
HIPÓTESIS 2: Temperatura mínima (Flecha mínima)	
Temperatura media	5°C
Presión del viento	0 Pa
Esfuerzo de trabajo	<60% de carga de rotura
HIPÓTESIS 3: Máximo esfuerzo transversal (Viento máximo)	
Temperatura media	10°C
Presión del viento	414,39 Pa (26 m/s)
Esfuerzo de trabajo	<60% de carga de rotura
HIPÓTESIS 4: Temperatura máxima (Flecha máxima)	
Temperatura media	75°C
Presión del viento	0 Pa
Esfuerzo de trabajo	<60% de carga de rotura

Tabla 7. Hipótesis de carga para el cálculo mecánico del conductor

3.3 Cálculo de esfuerzos en los apoyos

3.3.1 Definiciones básicas de diseño para el cálculo mecánico de estructuras

Cada tipo de estructura se diseñará en función de sus vanos característicos siguientes:

- Vano lateral: El vano más largo admisible de los adyacentes a la estructura, que determina las dimensiones geométricas.
- Vano viento: La semisuma de las longitudes de los vanos adyacentes.
- Vano peso: La carga vertical que ejercen los conductores sobre la estructura en sus puntos de amarre dividida por la carga unitaria vertical del conductor.

En el diseño de las estructuras, se tendrá en consideración el ángulo de desvío máximo admitido para los conductores.

3.3.2 Hipótesis de carga para el cálculo de las estructuras

Las hipótesis consideradas, de acuerdo con el Código Nacional de Electricidad [19], para el cálculo mecánico de las estructuras, son las siguientes:

CASO 1. Cargas normales – máximo viento transversal

En condiciones de cargas normales se admitirá que la estructura está sujeta a la acción simultánea de las siguientes fuerzas:

Cargas Verticales:

- El peso de los conductores, aisladores y accesorios para el gravivano correspondiente.
- El peso propio de la estructura.

Cargas Transversales:

- La presión del viento sobre el área total neta proyectada de los conductores y cadena de aisladores para el vano medio correspondiente.
- La presión del viento sobre la estructura.
- La componente horizontal transversal de la máxima tensión del conductor determinada por el ángulo máximo de desvío.

Cargas Longitudinales:

- El tiro unilateral resultante del desequilibrio de cargas de todos los conductores.

CASO 2. Cargas normales

En condiciones de cargas normales se admitirá que la estructura está sujeta a la acción simultánea de las siguientes fuerzas:

Cargas Verticales:

- El peso de los conductores, aisladores y accesorios para el gravivano correspondiente.
- El peso propio de la estructura.

Cargas Transversales:

- La componente horizontal transversal de la máxima tensión del conductor determinada por el ángulo máximo de desvío.

Cargas Longitudinales:

- La presión del viento sobre el área total neta proyectada de los conductores y cadena de aisladores para el vano medio correspondiente.
- La presión del viento sobre la estructura.
- El tiro unilateral resultante del desequilibrio de cargas de todos los conductores.

CASO 3. Cargas excepcionales – rotura de un conductor

En condiciones de carga excepcional se admitirá que la estructura estará sujeta, además de las cargas normales, a una fuerza horizontal correspondiente a la rotura del conductor de fase superior.

Esta fuerza tendrá el valor siguiente:

- Para estructuras de suspensión normal: 50 % de la máxima tensión del conductor.
- Para estructuras de anclaje y terminal: 100 % de la máxima tensión del conductor.

Esta fuerza será determinada en sus componentes longitudinal y transversal según el correspondiente ángulo de desvío.

CASO 4. Cargas de montaje

Se considerarán cargas verticales iguales al doble de las máximas cargas verticales normales.

- Factores de sobrecarga

Se tomará como referencia el Código Nacional de Electricidad [19] para el caso de grado de construcción correspondiente:

- Cargas Verticales: 1,50
- Cargas Transversales debido al viento: 2,50
- Cargas Transversales debido a la tensión: 1,65
- Cargas Longitudinales en suspensión: 1,10
- Cargas Longitudinales en anclajes: 1,65

- Factores de resistencia para estructuras

El Código Nacional de Electricidad [19] establece que los valores de sobrecarga dados en el ítem anterior deberán ser utilizados con el siguiente factor de resistencia:

- Estructuras: 1,00

3.3.3 Condiciones de carga de estructuras

Bajo las hipótesis de carga establecidas se calcularán los diagramas de carga actuantes sobre las estructuras.

Las condiciones de carga consideradas para el diseño de las estructuras proyectadas se presentan en el siguiente cuadro:

Nº	Condiciones de carga	Conductores			Torres
		Temperatura (°C)	Hielo (mm)	Presión del viento (Pa)	Presión del viento (Pa)
1	Viento máximo transversal	10	0	414,388	1.326,042
2	Viento máximo longitudinal	10	0	414,388	1.326,042
3	Temperatura mínima	5	0	0	0
4	Montaje de conductores	10	0	0	0

Tabla 8. Condiciones de carga en la estructura.

MÓDULO IV: CONEXIONADO A RED

ÍNDICE MÓDULO IV – CONEXIONADO A RED

1	CONEXIONADO A RED	119
1.1	Área de influencia del proyecto	119
1.2	Parámetros eléctricos	120
2	OPERACIÓN EN ESTADO ESTACIONARIO	122
2.1	Flujo de cargas	122
2.2	Requisitos de red.....	122
2.3	Metodología.....	123
2.4	Escenarios de operación	123
2.5	Resultados de flujo de cargas en operación normal.....	124
2.5.1	Caso de estudio Avenida 2016.....	124
2.5.2	Caso de estudio Estiaje 2016	125
2.5.3	Caso de estudio Avenida 2020.....	126
2.5.4	Caso de estudio Estiaje 2020	127
2.5.5	Conclusiones	128
2.6	Influencia de la potencia reactiva de la central solar sobre la red	129
2.6.1	Absorción máxima potencia reactiva.....	130
2.6.2	Inyección máxima potencia reactiva	131
2.6.3	Conclusiones	132
2.7	Resultados de flujo de cargas en contingencia.....	132
2.7.1	Contingencia 1: Pérdida CH Cola 1.....	132
2.7.2	Contingencia 2: Pérdida línea Trujillo – Trujillo noroeste	137
2.7.3	Contingencia 3: Pérdida línea Trujillo Norte – Santiago de Cao.....	141
3	ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO	146
3.1	Metodología.....	147
3.2	Escenarios de operación	147
3.3	Resultados de cortocircuito	148
3.3.1	Avenida 2016	148

3.3.2	Estiaje 2016	148
3.3.3	Avenida 2020	149
3.3.4	Estiaje 2020	149
3.3.5	Conclusiones	150
4	REVISIÓN DE LA INGENIERÍA	151
4.1	Estudio flujo de cargas	151
4.1.1	Modelado del generador fotovoltaico	151
4.1.2	Casos simulados	153
4.1.3	Resultados	153
4.2	Estudio de compensación de reactiva	154
4.2.1	Requisitos de potencia reactiva	154
4.2.2	Análisis de cumplimiento de reactiva sin equipos de compensación de potencia. 155	
4.2.3	Análisis de cumplimiento de reactiva con equipos de compensación de potencia 158	
4.3	Estudio de cortocircuito	160
4.3.1	Metodología	160
4.3.2	Impacto en cables	160
4.3.3	Pantalla	161
4.3.4	Barras	162
	BIBLIOGRAFÍA	163

INDICE DE TABLAS

TABLA 1.	PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN SIN PROYECTO...	15
TABLA 2.	PARÁMETROS ELÉCTRICOS DEL TRANSFORMADOR DE LA CENTRAL SOLAR.	121
TABLA 3.	PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LA CENTRAL SOLAR.	121
TABLA 4.	TOLERANCIAS DE FRECUENCIA DE LA CENTRAL SOLAR.	123
TABLA 5.	FLUJO DE POTENCIA EN LÍNEAS – AVENIDA 2016.....	125
TABLA 6.	PERFILES DE TENSIÓN EN BARRAS – AVENIDA 2016	125
TABLA 7.	FLUJO DE POTENCIA EN LÍNEAS – ESTIAJE 2016	126
TABLA 8.	PERFILES DE TENSIÓN EN BARRAS – ESTIAJE 2016	126
TABLA 9.	FLUJO DE POTENCIA EN LÍNEAS – AVENIDA 2020.....	127
TABLA 10.	PERFILES DE TENSIÓN EN BARRAS – AVENIDA 2020.....	127
TABLA 11.	FLUJO DE POTENCIA EN LÍNEAS – ESTIAJE 2020	128
TABLA 12.	PERFILES DE TENSIÓN EN BARRAS – ESTIAJE 2020	128
TABLA 13.	ABSORCIÓN MÁX REACTIVA – ESTIAJE 2016.....	130
TABLA 14.	ABSORCIÓN MÁX REACTIVA – ESTIAJE 2016.....	130
TABLA 15.	INYECCIÓN MÁX REACTIVA – ESTIAJE 2016	131
TABLA 16.	INYECCIÓN MÁX REACTIVA – ESTIAJE 2016	131
TABLA 17.	FLUJO DE POTENCIA EN LÍNEAS – AVENIDA 2016 – CONTINGENCIA 1..	132
TABLA 18.	PERFILES DE TENSIÓN EN BARRAS – AVENIDA 2016 – CONTINGENCIA 1	133
TABLA 19.	FLUJO DE POTENCIA EN LÍNEAS – ESTIAJE 2016 – CONTINGENCIA 1	133
TABLA 20.	PERFILES DE TENSIÓN EN BARRAS – ESTIAJE 2016 – CONTINGENCIA 1	134
TABLA 21.	FLUJO DE POTENCIA EN LÍNEAS – AVENIDA 2020 – CONTINGENCIA 1..	134
TABLA 22.	PERFILES DE TENSIÓN EN BARRAS – AVENIDA 2020 – CONTINGENCIA 1	135
TABLA 23.	FLUJO DE POTENCIA EN LÍNEAS – ESTIAJE 2020 – CONTINGENCIA 1	135
TABLA 24.	PERFILES DE TENSIÓN EN BARRAS – ESTIAJE 2020 – CONTINGENCIA 1	136
TABLA 25.	FLUJO DE POTENCIA EN LÍNEAS – AVENIDA 2016 – CONTINGENCIA 2..	137
TABLA 26.	PERFILES DE TENSIÓN EN BARRAS – AVENIDA 2016 – CONTINGENCIA 2	137
TABLA 27.	FLUJO DE POTENCIA EN LÍNEAS – ESTIAJE 2016 – CONTINGENCIA 2	138

TABLA 28.	PERFILES DE TENSION EN BARRAS – ESTIAJE 2016 – CONTINGENCIA 2	138
TABLA 29.	FLUJO DE POTENCIA EN LINEAS – AVENIDA 2020 – CONTINGENCIA 2..	139
TABLA 30.	PERFILES DE TENSION EN BARRAS – AVENIDA 2020 – CONTINGENCIA 2	139
TABLA 31.	FLUJO DE POTENCIA EN LINEAS – ESTIAJE 2020 – CONTINGENCIA 2	140
TABLA 32.	PERFILES DE TENSION EN BARRAS – ESTIAJE 2020 – CONTINGENCIA 2	140
TABLA 33.	FLUJO DE POTENCIA EN LINEAS – AVENIDA 2016 – CONTINGENCIA 3..	141
TABLA 34.	PERFILES DE TENSION EN BARRAS – AVENIDA 2016 – CONTINGENCIA 3	142
TABLA 35.	FLUJO DE POTENCIA EN LINEAS – ESTIAJE 2016 – CONTINGENCIA 3	142
TABLA 36.	PERFILES DE TENSION EN BARRAS – ESTIAJE 2016 – CONTINGENCIA 3	143
TABLA 37.	FLUJO DE POTENCIA EN LINEAS – AVENIDA 2020 – CONTINGENCIA 3..	143
TABLA 38.	PERFILES DE TENSION EN BARRAS – AVENIDA 2020 – CONTINGENCIA 3	144
TABLA 39.	FLUJO DE POTENCIA EN LINEAS – ESTIAJE 2020 – CONTINGENCIA 3	144
TABLA 40.	PERFILES DE TENSION EN BARRAS – ESTIAJE 2020 – CONTINGENCIA 3	145
TABLA 41.	CORTOCIRCUITO - AVENIDA 2016 MÁXIMA.....	148
TABLA 42.	CORTOCIRCUITO - AVENIDA 2016 MÍNIMA	148
TABLA 43.	CORTOCIRCUITO - ESTIAJE 2016 MÁXIMA	148
TABLA 44.	CORTOCIRCUITO - ESTIAJE 2016 MÍNIMA	148
TABLA 45.	CORTOCIRCUITO - AVENIDA 2020 MÁXIMA.....	149
TABLA 46.	CORTOCIRCUITO - AVENIDA 2020 MÍNIMA	149
TABLA 47.	CORTOCIRCUITO - ESTIAJE 2020 MÁXIMA	149
TABLA 48.	CORTOCIRCUITO - ESTIAJE 2020 MÍNIMA	149
TABLA 49.	PARÁMETROS TRANSFORMADORES DE MEDIA TENSION.	151
TABLA 50.	PARÁMETROS TRANSFORMADOR DE SUBESTACIÓN.....	152
TABLA 51.	PARÁMETROS ELÉCTRICOS RED MEDIA TENSION.....	152
TABLA 52.	PARÁMETROS ELÉCTRICOS LÍNEA DE CONEXIÓN.....	152
TABLA 53.	CASOS DE ESTUDIO.....	153
TABLA 54.	EQUIPOS AJUSTADOS.	154
TABLA 55.	RESULTADOS SIN COMPENSACIÓN DE REACTIVA.....	156
TABLA 56.	RESULTADOS DE LA COMPENSACIÓN DE REACTIVA.....	158

TABLA 57.	CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO SOBRE LOS CONDUCTORES	161
TABLA 58.	CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO SOBRE LAS PANTALLAS	162
TABLA 59.	CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO SOBRE LAS BARRAS	162

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.	ÁREA DE INFLUENCIA.....	120
FIGURA 2.	CARGAS AGUAS ABAJO SANTIAGO DE CAO	129
FIGURA 3.	RANGO DE OPERACIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA EN RÉGIMEN PERMANENTE [19].....	155
FIGURA 4.	GRÁFICO P-Q_FDP = 0,9 V = 0,9 PU SIN COMPENSACIÓN DE REACTIVA	157
FIGURA 5.	GRÁFICO P-Q_FDP = 0,9 V = 1 PU SIN COMPENSACIÓN DE REACTIVA..	157
FIGURA 6.	GRÁFICO P-Q_FDP = 0,9 V = 1,1 PU SIN COMPENSACIÓN DE REACTIVA	157
FIGURA 7.	GRÁFICO P-Q_FDP = 0,9 V = 1 PU CON COMPENSACIÓN DE REACTIVA	159
FIGURA 8.	GRÁFICO P-Q_FDP = 0,9 V = 1 PU CON COMPENSACIÓN DE REACTIVA	159
FIGURA 9.	GRÁFICO P-Q_FDP = 0,9 V = 1,1 PU CON COMPENSACIÓN DE REACTIVA	160

1 CONEXIONADO A RED

Tiene como objetivo analizar si el punto de conexión es el idóneo para conectar la central.

Los modelos dinámicos es algo muy sensible que normalmente suministra el fabricante, al no disponer de ellos para este proyecto se va a analizar únicamente el estado estacionario y no el transitorio.

1.1 Área de influencia del proyecto

La instalación se encuentra dentro de la zona denominada Costa Norte 2 en la red de Perú. La conexión de la instalación se realiza mediante el seccionamiento de la línea Trujillo Norte – Santiago de Cao de 138 kV.

Además de las barras que conectan la línea seccionada, la barra de Santiago de Cao y las barras B1 y B2 de 138kV de Trujillo Norte, el área de influencia abarca también:

- Las barras TRUP35 y TRUPAL que se encuentran conectadas a Santiago de Cao.
- Las barras A y B de 220 kV de la subestación de Trujillo Norte.
- Las barras TNORA, TNOR10B y TRU_NO que se encuentran conectadas a barras de 138kV de Trujillo Norte.

En lo referente a líneas de transmisión, además de la línea seccionada, se han considerado en el análisis las siguientes líneas eléctricas de 138 kV:

- La línea de Trujillo Norte a Alto Chicama.
- La línea de Trujillo Norte a Motil.
- La línea de Trujillo Norte a Porvenir.
- La línea Trujillo – Trujillo Noroeste.

A continuación se puede ver en el plano de red el área de influencia. En él se muestra en verde las barras y líneas que abarcan y la flecha roja representa la conexión de la central fotovoltaica.



Los parámetros eléctricos de las instalaciones existentes a nivel SEIN se encuentran modelados en el archivo de simulación Power Factory de DigSILENT proporcionado por el COES. En la siguiente tabla se muestra los parámetros eléctricos de la línea de transmisión perteneciente al proyecto, así como los de las líneas de transmisión ubicadas en el área de influencia del proyecto.

CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA EL MILAGRO 18 MW

Memoria descriptiva

Línea de transmisión	Long	Cap. Nom.	SEC (+)			SEC (0)		
			R	X	B	R0	X0	B0
	km	A	Ω/km	Ω/km	$\mu\text{s}/\text{km}$	Ω/km	Ω/km	$\mu\text{s}/\text{km}$
Trujillo Norte – Santiago de Cao (L1118)	26.8	400	0.1857	0.48	3.3925	0.3236	1.627	1.6384
Trujillo Norte – Alto Chicama(L1136)	100.4	545	0.1594	0.5109	3.2376	0.4524	1.4593	1.9044
Trujillo Norte – Motil (L1115)	64.4	400	0.2537	0.48	3.3925	0.4313	1.627	1.7310
Trujillo Norte – Porvenir (L1117A)	11.57	620	0.1832	0.48	3.393	0.312	1.633	1.727
Trujillo – Trujillo Noroeste	6.05	314	0.142	0.4587	3.39	0.428	1.384	1.7312

Tabla 1. Parámetros eléctricos de líneas de transmisión sin proyecto.

Los transformadores pertenecientes a la subestación de la central solar han sido modelados con los siguientes parámetros:

Subestación	Potencia (MVA)			Tensión (kV)			Vcc (%)			Grupo de conexión	Tomas de regulación
	Prim	Sec	Terc	Prim	Sec	Terc	Prim-Sec	Prim-Terc	Sec-Terc		
El Milagro	26	26	-	138	23	-	12.5	-	-	YNd5	$\pm 25 \times 1.25\%$
	1.2	1.2	1.2	23	0.27	0.27	6	6	6	D0yn11yn11	$\pm 10 \times 2.5\%$

Tabla 2. Parámetros eléctricos del transformador de la central solar.

Y la propia central se ha modelado de la siguiente manera:

Central fotovoltaica	Tensión kV	Capacidad MVA	Factor de potencia
El Milagro	23	26	1

Tabla 3. Parámetros eléctricos de la central solar.

Se ha utilizado un modelo simplificado de la planta que permitirá dilucidar si el punto de conexión es el idóneo, simulando para ello los peores escenarios de generación de la planta. Se realiza por tanto un modelo agregado que no tiene en cuenta las pérdidas en la red colectora.

2 OPERACIÓN EN ESTADO ESTACIONARIO

El objetivo del análisis es evaluar el impacto de la incorporación de las nuevas instalaciones sobre el comportamiento del SEIN mediante simulaciones de flujo de potencia. En tal sentido se realizan simulaciones en estado estacionario, sin considerar y considerando la operación de las nuevas instalaciones, verificándose niveles de tensión en las barras del sistema y flujo de potencia por líneas de transmisión, para los años 2016 y 2020 y para los escenarios hidrológicos de avenida y estiaje, en máxima y mínima demanda del sistema eléctrico.

2.1 Flujo de cargas

Los estudios de flujo de potencia determinan las condiciones operativas de un sistema eléctrico. Se determinan los perfiles de tensión en las principales barras del sistema bajo análisis, los flujos de potencia activa y reactiva por los cables, líneas y transformadores de la red, su porcentaje de carga y las pérdidas a través de los diferentes componentes del sistema.

Es una excelente herramienta para la planificación del sistema. Un gran número de procedimientos de operación, pueden ser analizados, incluyendo condiciones de contingencias tales como la pérdida de un generador, una línea de transmisión, un transformador o una carga. Los estudios de flujo de potencia alertarán sobre condiciones que puede causar sobrecargas en los equipos, o bajos niveles de tensión. Los estudios de flujo de potencia pueden ser usados para determinar la localización y tamaño óptimo de bancos de condensadores para la mejora del factor de potencia. También este estudio puede ser muy útil para determinar las tensiones del sistema bajo diferentes condiciones de carga [29].

Algunos ejemplos de los usos de los estudios de flujo de cargas son los siguientes:

- Carga de circuitos
- Tensiones de barra en régimen permanente
- Flujo de potencia reactiva
- Ajuste de Tap's de transformadores
- Pérdidas del sistema
- Rendimiento en condiciones de emergencia

El modelo de flujo de cargas es también la base para algunos otros tipos de estudios tales como cortocircuito, estabilidad, arranque de motores y estudio de armónicos.

2.2 Requisitos de red

El "Procedimiento técnico del comité de operación económica del SEIN" en su Anexo 1 Capítulo 4, fija los criterios y requisitos que deben cumplir las instalaciones eléctricas conectadas al SEIN. Las concernientes al estado estacionario son las siguientes:

1. Control de potencia reactiva

Este punto ya se trató en apartados anteriores.

2. Rango de frecuencia

La central operará a una frecuencia nominal de 60 Hz, pero debe estar preparada para operar en el rango entre 57,0 Hz y 62,0 Hz.

Frecuencia (Hz)	Tiempo mínimo sin disparo
$f < 57$	0,3 s
$57 \leq f < 57,8$	10 s
$57,8 \leq f < 58,4$	30 s
$58,4 \leq f < 59,4$	30 min
$59,4 < f \leq 60,6$	Operación continua
$60,6 < f \leq 61,6$	30 min
$61,6 < f \leq 62$	30 s
$f > 62$	0,3 s

Tabla 4. Tolerancias de frecuencia de la central solar.

La central deberá permanecer conectada incluso ante cambios de frecuencia con gradientes de hasta ± 2 Hz por segundo.

El rango de frecuencias de corriente alterna al cual puede llegar el inversor es de 57 a 63 Hz, por lo tanto, se está cumpliendo el requisito [14].

3. Rango de tensión

La capacidad de absorción/inyección de potencia reactiva de la central será proporcional a un intervalo simétrico de tensión alrededor de la tensión nominal ($\pm \Delta V = \pm 5\%$).

A través del flujo de cargas que se hace más adelante en este apartado se puede comprobar que se cumple este requisito de red.

2.3 Metodología

El análisis se inicia reproduciendo la operación de la zona en estudio, sin considerar las nuevas instalaciones, registrándose los niveles de flujo de potencia en líneas y perfiles de tensión en las barras pertenecientes a la zona de influencia del proyecto. Luego, se realizan simulaciones considerando las nuevas instalaciones, de esta manera se evaluará el impacto del proyecto en la operación del sistema eléctrico, relacionado a los perfiles de tensión y niveles de carga en líneas. El análisis se ha realizado para las condiciones de operación normal y ante contingencias en el sistema en estudio.

2.4 Escenarios de operación

Para modelar la implementación del proyecto, se consideran la proyección de la demanda en el área de influencia, información que fue publicada por OSINERGMIN – GART en su página web y el plan de obras de generación y transmisión del SEIN proporcionados por el COES-SINAC a través de su página web.

Para representar la variación del nivel de carga del SEIN, se analizan las condiciones de máxima y mínima demanda.

Para representar las variaciones estacionales de la hidrología a lo largo del año, se han simulado 2 periodos representativos, uno del periodo de avenida y otro del periodo de estiaje.

Los años a analizar son:

- Año 2016: implementación del proyecto con 18 MW de potencia instalada.
- Año 2020: implementación de la proyección de demanda y el plan de obras de generación y transmisión.

Los escenarios analizados comprenden las condiciones de operación normal y en contingencia.

El objetivo es asegurar que la red va a funcionar correctamente tras la conexión de la central tanto en el momento de su conexión inicial como en una estimación a cuatro años vista.

2.5 Resultados de flujo de cargas en operación normal

2.5.1 Caso de estudio Avenida 2016

En las siguientes tablas se muestra un resumen comparativo de los resultados sin proyecto y con proyecto para el escenario hidrológico de avenida 2016, en máxima y mínima demanda.

La línea Trujillo Norte – Santiago de Cao_L1118, al ser la línea existente a la que se conecta la central solar, en el caso con proyecto queda desdoblada en dos líneas nuevas, la línea Trujillo Norte – El Milagro y la línea Santiago de Cao – El Milagro. Por esto, en el caso con proyecto no aparecen valores en la línea L1118, y aparecen en los dos nuevos tramos de línea.

Línea de transmisión	Tensión kV	2016 – Máxima demanda				2016 – Mínima demanda			
		Sin proyecto		Con proyecto		Sin proyecto		Con proyecto	
		Potencia	Carga	Potencia	Carga	Potencia	Carga	Potencia	Carga
		MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%
Lne Trujillo Norte - Santiago de Cao _ L1118	138	11,05	11,53	-	-	6,69	6,95	-	-
Lne Trujillo Norte - Alto Chicama _ L1136	138	18,12	15,04	18,12	15,04	18,45	15,28	18,45	15,28
Lne Trujillo Norte – Motil _ L1115	138	10,38	12,08	10,38	12,08	4,69	4,87	4,69	4,87
Lne Trujillo Norte – Porvenir _	138	73,86	49,6	73,86	49,6	20,68	13,84	20,68	13,83

CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA EL MILAGRO 18 MW

Memoria descriptiva

L1117A									
Lne Trujillo - Trujillo_Noroeste	138	75,41	99,94	75,41	99,94	21,44	28,38	21,43	28,37
Lne Trujillo Norte - El Milagro	138	-	-	8,32	8,66	-	-	11,59	12
Lne Santiago de Cao - El Milagro	138	-	-	11,07	11,51	-	-	6,688	6,93

Tabla 5. Flujo de potencia en líneas – Avenida 2016

Barra	Tensión kV	2016 – Máxima demanda				2016 – Mínima demanda			
		Sin proyecto		Con proyecto		Sin proyecto		Con proyecto	
		Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión
		kV	pu	kV	pu	kV	pu	kV	pu
Trujillo_220A	220	223,21	1,01	223,4	1,02	223,21	1,01	223,39	1,02
Trujillo_220B	220	223,21	1,01	223,4	1,02	223,21	1,01	223,39	1,02
Trujillo 138_B1	138	138,97	1,01	138,97	1,01	139,16	1,01	139,23	1,01
Trujillo 138_B2	138	138,97	1,01	138,97	1,01	139,16	1,01	139,23	1,01
TNor A	10	10,43	1,04	10,43	1,04	10,08	1,01	10,08	1,01
TNor 10B	10	10,21	1,02	10,2	1,02	10,08	1,01	10,09	1,01
TRU_NO	10	10,18	1,02	10,18	1,02	10	1	10	1
Cao 138	138	138,41	1	138,44	1	138,91	1,01	139,2	1,01
TRUPAL	13,8	13,97	1,01	13,97	1,01	13,69	0,99	13,72	0,99
TRUP35	34,5	34,92	1,01	34,93	1,01	34,37	1	34,44	1

Tabla 6. Perfiles de tensión en barras – Avenida 2016

2.5.2 Caso de estudio Estiaje 2016

Línea de transmisión	Tensión kV	2016 – Máxima demanda				2016 – Mínima demanda			
		Sin proyecto		Con proyecto		Sin proyecto		Con proyecto	
		Potencia	Carga	Potencia	Carga	Potencia	Carga	Potencia	Carga
		MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%
Lne Trujillo Norte - Santiago de Cao _ L1118	138	10,81	11,55	-	-	6,8	7,06	-	-
Lne Trujillo Norte - Alto Chicama _ L1136	138	18,12	15,04	18,12	15,04	18,45	15,31	18,45	15,31
Lne Trujillo Norte – Motil _ L1115	138	10,49	12,24	10,49	12,24	4,78	4,96	4,78	4,96
Lne Trujillo Norte – Porvenir _ L1117A	138	75,01	50,37	75,01	50,37	21,22	14,23	21,22	14,23

CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA EL MILAGRO 18 MW

Memoria descriptiva

Lne Trujillo - Trujillo_Noroeste	138	76,56	101,47	79,39	101,47	22	29,17	21,95	29,95
Lne Trujillo Norte - El Milagro	138	-	-	8,37	8,71	-	-	11,51	11,95
Lne Santiago de Cao - El Milagro	138	-	-	11,07	11,53	-	-	6,79	7,05

Tabla 7. Flujo de potencia en líneas – Estiaje 2016

Barra	Tensión kV	2016 – Máxima demanda				2016 – Mínima demanda			
		Sin proyecto		Con proyecto		Sin proyecto		Con proyecto	
		Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión
		kV	pu	kV	pu	kV	pu	kV	pu
Trujillo_220A	220	223,57	1,02	223,75	1,02	222,57	1,01	223,43	1,01
Trujillo_220B	220	223,57	1,02	223,75	1,02	222,57	1,01	223,43	1,01
Trujillo 138_B1	138	138,97	1,01	138,97	1,01	138,97	1,01	138,97	1,01
Trujillo 138_B2	138	138,97	1,01	138,97	1,01	138,97	1,01	138,97	1,01
TNor A	10	10,43	1,04	10,43	1,04	10,07	1,01	10,07	1,01
TNor 10B	10	10,07	1,01	10,07	1,01	10,07	1,01	10,07	1,01
TRU_NO	10	10,07	1,02	10,07	1,02	9,98	1	9,98	1
Cao 138	138	138,4	1	138,61	1	138,72	1,01	138,92	1,01
TRUPAL	13,8	13,97	1,01	13,99	1,01	13,67	0,99	13,69	0,99
TRUP35	34,5	34,92	1,01	34,98	1,01	34,32	0,99	34,37	1

Tabla 8. Perfiles de tensión en barras – Estiaje 2016

2.5.3 Caso de estudio Avenida 2020

Línea de transmisión	Tensión kV	2020 – Máxima demanda				2020 – Mínima demanda			
		Sin proyecto		Con proyecto		Sin proyecto		Con proyecto	
		Potencia	Carga	Potencia	Carga	Potencia	Carga	Potencia	Carga
		MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%
Lne Trujillo Norte - Santiago de Cao _ L1118	138	10,18	10,86	-	-	5,61	5,81	-	-
Lne Trujillo Norte - Alto Chicama _ L1136	138	18,12	15,04	18,12	15,04	18,45	15,25	18,45	15,25
Lne Trujillo Norte – Motil _ L1115	138	9,74	11,37	9,74	11,37	4,15	4,3	4,16	4,3
Lne Trujillo Norte – Porvenir _ L1117A	138	69,2	46,46	69,19	46,46	16,48	10,98	16,44	10,98
Lne Trujillo - Trujillo_Noroeste	138	72,96	96,7	72,96	96,7	17,69	23,37	17,69	23,36

CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA EL MILAGRO 18 MW

Memoria descriptiva

Lne Trujillo Norte - El Milagro	138	-	-	8,7	9,04	-	-	12,67	13,01
Lne Santiago de Cao - El Milagro	138	-	-	10,41	10,84	-	-	5,47	5,66

Tabla 9. Flujo de potencia en líneas – Avenida 2020

Barra	Tensión kV	2020 – Máxima demanda				2020 – Mínima demanda			
		Sin proyecto		Con proyecto		Sin proyecto		Con proyecto	
		Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión
		kV	pu	kV	pu	kV	pu	kV	pu
Trujillo_220A	220	222,5	1,01	222,55	1,01	223,43	1,02	223,47	1,02
Trujillo_220B	220	222,5	1,01	222,55	1,01	223,43	1,02	223,47	1,02
Trujillo 138_B1	138	138,97	1,01	138,97	1,01	139,42	1,01	139,45	1,01
Trujillo 138_B2	138	138,97	1,01	138,97	1,01	139,42	1,01	139,45	1,01
TNor A	10	10,43	1,04	10,43	1,04	10,1	1,01	10,1	1,01
TNor 10B	10	10,22	1,02	10,22	1,02	10,1	1,01	10,1	1,01
TRU_NO	10	10,03	1	10,03	1	10,02	1	10,02	1
Cao 138	138	138,64	1	138,53	1	139,28	1,01	139,45	1,01
TRUPAL	13,8	14	1,01	13,99	1,01	13,76	1	13,8	1
TRUP35	34,5	35	1,01	34,97	1,01	34,52	1	34,56	1

Tabla 10. Perfiles de tensión en barras – Avenida 2020

2.5.4 Caso de estudio Estiaje 2020

Línea de transmisión	Tensión kV	2020 – Máxima demanda				2020 – Mínima demanda			
		Sin proyecto		Con proyecto		Sin proyecto		Con proyecto	
		Potencia	Carga	Potencia	Carga	Potencia	Carga	Potencia	Carga
		MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%
Lne Trujillo Norte - Santiago de Cao _ L1118	138	10,56	10,99	-	-	5,75	5,97	-	-
Lne Trujillo Norte - Alto Chicama _ L1136	138	18,12	15,04	18,12	15,04	18,45	15,3	18,45	15,3
Lne Trujillo Norte – Motil _ L1115	138	9,83	11,46	9,84	11,46	4,22	4,38	4,22	4,38
Lne Trujillo Norte – Porvenir _ L1117A	138	69,98	46,99	69,98	46,99	17,35	11,62	17,35	11,62
Lne Trujillo - Trujillo_Noroeste	138	73,72	97,7	73,72	97,7	18,7	24,77	18,7	24,77
Lne Trujillo Norte - El Milagro	138	-	-	10,38	10,8	-	-	5,78	6

CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA EL MILAGRO 18 MW

Memoria descriptiva

Lne Santiago de Cao - El Milagro	138	-	-	10,54	10,99	-	-	5,64	5,86
----------------------------------	-----	---	---	-------	-------	---	---	------	------

Tabla 11. Flujo de potencia en líneas – Estiaje 2020

Barra	Tensión kV	2020 – Máxima demanda				2020 – Mínima demanda			
		Sin proyecto		Con proyecto		Sin proyecto		Con proyecto	
		Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión
		kV	pu	kV	pu	kV	pu	kV	pu
Trujillo_220 ^a	220	222,22	1,01	222,22	1,01	222,83	1,01	222,83	1,01
Trujillo_220B	220	222,22	1,01	222,22	1,01	222,83	1,01	222,83	1,01
Trujillo 138_B1	138	138,97	1,01	138,97	1,01	139,02	1,01	139,02	1,01
Trujillo 138_B2	138	138,97	1,01	138,97	1,01	139,02	1,01	139,02	1,01
TNor A	10	10,44	1,04	10,44	1,04	10,07	1,01	10,07	1,01
TNor 10B	10	10,22	1,02	10,22	1,02	10,07	1,01	10,07	1,01
TRU_NO	10	10,21	1,02	10,21	1,02	9,99	1	9,99	1
Cao 138	138	138,44	1	138,39	1	138,85	1,01	138,84	1,01
TRUPAL	13,8	13,97	1,01	13,97	1,01	13,71	0,99	13,71	0,99
TRUP35	34,5	34,93	1,01	34,92	1,01	34,4	1	34,4	1

Tabla 12. Perfiles de tensión en barras – Estiaje 2020

2.5.5 Conclusiones

De acuerdo a los casos de estudio analizados sin considerar y considerando la conexión de la central solar El Milagro, las barras de la zona de influencia se encuentran operando dentro del rango de tensiones establecidos en operación normal y son similares sin y con el proyecto de la central solar.

Los niveles de carga en las líneas de transmisión y los transformadores se encuentran dentro de los márgenes establecidos en operación normal. No hay sobrecargas.

La conexión de la central no origina modificaciones significativas en las tensiones y los valores de carga de la red. Estos resultados nos indican que el punto de conexión escogido para la central solar es adecuado puesto que la potencia de la red en dicho punto es significativamente mayor que la inyectada por la central y por lo tanto no modifica el estado de carga y las tensiones de la red.

Previamente a la conexión de la central solar El Milagro, la línea Trujillo Norte – Santiago de Cao alimentaba principalmente una serie de cargas que se encuentran aguas abajo de la subestación de Santiago de Cao. Estas cargas son aproximadamente del orden de 11 MW.

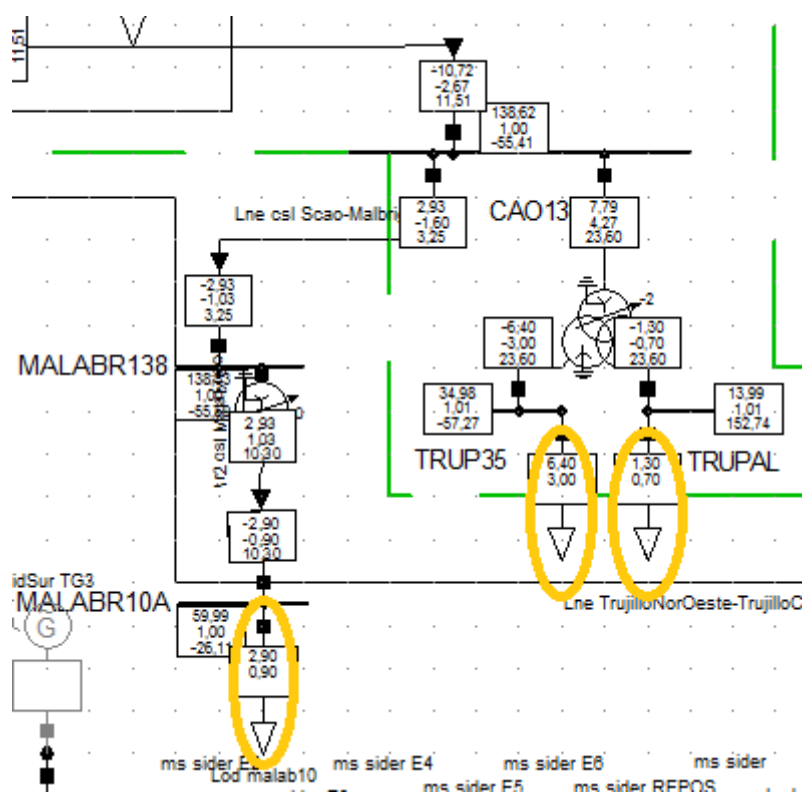


Figura 2. Cargas aguas abajo Santiago de Cao

Una vez conectada la central, la potencia generada por la misma alimenta dichas cargas y el resto de la potencia generada circula hacia la subestación Trujillo Norte para ser inyectada en el resto de la red.

2.6 Influencia de la potencia reactiva de la central solar sobre la red

Anteriormente, en el estudio de compensación de reactiva, hemos comprobado que la central solar cumple con los requisitos de reactiva. Sin embargo, no hemos analizado que sucede a la red cuando la central está aportando reactiva.

En operación normal, se ha considerado que la central solar se encuentra generando a factor de potencia unidad y por lo tanto no genera potencia reactiva.

Sin embargo, uno de los requisitos de la red, es que la central tenga la capacidad de generar o consumir potencia reactiva según las necesidades de la red.

Vamos a analizar para el caso más desfavorable, como afectaría a la red el aporte o absorción de reactiva requerido por el código de red. El caso más desfavorable es aquel en el que la potencia de cortocircuito es lo más pequeña posible ya que así la red es más débil. Este caso se corresponde con el de demanda mínima y estiaje porque es en el que menos generación hay conectada a la red.

2.6.1 Absorción máxima potencia reactiva

Este caso va a corresponder al caso de máxima potencia reactiva inductiva y el banco de condensadores sin funcionar.

En la tabla comparamos los valores que se producen en máxima absorción de reactiva y sin reactiva.

Línea de transmisión	Tensión kV	2016 – Mínima demanda		Cos ϕ = 1	
		Con proyecto		Con proyecto	
		Potencia	Carga	Potencia	Carga
		MVA	%	MVA	%
Lne Trujillo Norte - Santiago de Cao _ L1118	138	-	-	-	-
Lne Trujillo Norte - Alto Chicama _ L1136	138	18,45	15,31	18,45	15,31
Lne Trujillo Norte – Motil _ L1115	138	6,51	4,96	4,78	4,96
Lne Trujillo Norte – Porvenir _ L1117A	138	21,22	14,23	21,22	14,23
Lne Trujillo - Trujillo_Noroeste	138	22	29,17	21,95	29,17
Lne Trujillo Norte - El Milagro	138	16,23	16,9	11,51	11,95
Lne Santiago de Cao - El Milagro	138	6,8	7,08	6,79	7,05

Tabla 13. Absorción máx reactiva – Estiaje 2016

Barra	Tensión kV	2016 – Mínima demanda		Cos ϕ = 1	
		Con proyecto		Con proyecto	
		Tensión	Tensión	Tensión	Tensión
		kV	pu	kV	pu
Trujillo_220A	220	222,43	1,01	223,43	1,01
Trujillo_220B	220	222,43	1,01	223,43	1,01
Trujillo 138_B1	138	138,97	1,01	138,97	1,01
Trujillo 138_B2	138	138,97	1,01	138,97	1,01
TNor A	10	10,07	1,01	10,07	1,01
TNor 10B	10	10,07	1,01	10,07	1,01
TRU_NO	10	9,98	1	9,98	1
Cao 138	138	138,46	1	138,92	1,01
TRUPAL	13,8	13,82	1	13,69	0,99
TRUP35	34,5	34,7	1,01	34,37	1

Tabla 14. Absorción máx reactiva – Estiaje 2016

2.6.2 Inyección máxima potencia reactiva

Este caso va a corresponder al caso de máxima potencia reactiva capacitiva y el banco de condensadores conectado.

En la tabla comparamos los valores que se producen en máxima inyección de reactiva y sin reactiva.

Línea de transmisión	Tensión kV	2016 – Mínima demanda		Cos ϕ = 1	
		Con proyecto		Con proyecto	
		Potencia	Carga	Potencia	Carga
		MVA	%	MVA	%
Lne Trujillo Norte - Santiago de Cao _ L1118	138	-	-	-	-
Lne Trujillo Norte - Alto Chicama _ L1136	138	18,45	15,31	18,45	15,31
Lne Trujillo Norte – Motil _ L1115	138	4,78	4,96	4,78	4,96
Lne Trujillo Norte – Porvenir _ L1117A	138	21,22	14,23	21,22	14,23
Lne Trujillo - Trujillo_Noroeste	138	22	29,17	21,95	29,17
Lne Trujillo Norte - El Milagro	138	13,38	13,91	11,51	11,95
Lne Santiago de Cao - El Milagro	138	6,78	7,03	6,79	7,05

Tabla 15. Inyección máx reactiva – Estiaje 2016

Barra	Tensión kV	2016 – Mínima demanda		Cos ϕ = 1	
		Con proyecto		Con proyecto	
		Tensión	Tensión	Tensión	Tensión
		kV	pu	kV	pu
Trujillo_220A	220	222,43	1,01	223,43	1,01
Trujillo_220B	220	222,43	1,01	223,43	1,01
Trujillo 138_B1	138	138,97	1,01	138,97	1,01
Trujillo 138_B2	138	138,97	1,01	138,97	1,01
TNor A	10	10,07	1,01	10,07	1,01
TNor 10B	10	10,07	1,01	10,07	1,01
TRU_NO	10	9,98	1	9,98	1
Cao 138	138	139,35	1,01	138,92	1,01
TRUPAL	13,8	13,73	0,99	13,69	0,99
TRUP35	34,5	34,48	1	34,37	1

Tabla 16. Inyección máx reactiva – Estiaje 2016

2.6.3 Conclusiones

En las tablas anteriores podemos observar que el impacto en la red es prácticamente nulo.

Vemos que el sistema no entra en un estado de operación con sobretensiones, subtensiones ni sobrecargas.

2.7 Resultados de flujo de cargas en contingencia

Se analizaron distintas contingencias que pueden ocurrir en el área de influencia del proyecto y se estudió la repercusión de la misma sobre la red con y sin proyecto.

Las contingencias analizadas son las siguientes:

- Contingencia 1: Pérdida Central Hidráulica Cola 1 – 13 MVA
- Contingencia 2: Pérdida línea Trujillo – Trujillo noroeste
- Contingencia 3: Pérdida línea Trujillo Norte – Santiago de Cao

2.7.1 Contingencia 1: Pérdida CH Cola 1

2.7.1.1 Caso de estudio Avenida 2016

Línea de transmisión	Tensión kV	2016 – Máxima demanda				2016 – Mínima demanda			
		Sin proyecto		Con proyecto		Sin proyecto		Con proyecto	
		Potencia	Carga	Potencia	Carga	Potencia	Carga	Potencia	Carga
		MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%
Lne Trujillo Norte - Santiago de Cao _ L1118	138	11,05	11,53	-	-	6,67	6,93	-	-
Lne Trujillo Norte - Alto Chicama _ L1136	138	18,12	15,04	18,12	15,04	18,45	15,31	18,45	15,31
Lne Trujillo Norte – Motil _ L1115	138	10,37	12,08	10,38	12,08	4,69	4,87	4,69	4,87
Lne Trujillo Norte – Porvenir _ L1117A	138	79,78	53,59	79,78	53,59	24,98	16,82	24,98	16,82
Lne Trujillo - Trujillo _Noroeste	138	81,33	107,79	81,33	107,79	25,64	34,08	25,64	34,08
Lne Trujillo Norte - El Milagro	138	-	-	8,33	8,66	-	-	11,61	12,05
Lne Santiago de Cao - El Milagro	138	-	-	11,07	11,51	-	-	6,69	6,95

Tabla 17. Flujo de potencia en líneas – Avenida 2016 – Contingencia 1

CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA EL MILAGRO 18 MW

Memoria descriptiva

Barra	Tensión kV	2016 – Máxima demanda				2016 – Mínima demanda			
		Sin proyecto		Con proyecto		Sin proyecto		Con proyecto	
		Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión
		kV	pu	kV	pu	kV	pu	kV	pu
Trujillo_220 ^a	220	223,11	1,01	223,3	1,01	222,97	1,01	223,08	1,01
Trujillo_220B	220	223,11	1,01	223,3	1,01	222,97	1,01	223,08	1,01
Trujillo 138_B1	138	138,97	1,01	138,97	1,01	138,97	1,01	138,97	1,01
Trujillo 138_B2	138	138,97	1,01	138,97	1,01	138,97	1,01	138,97	1,01
TNor A	10	10,43	1,04	10,43	10,4	10,07	1,01	10,06	1,01
TNor 10B	10	10,22	1,02	10,21	1,02	10,07	1,01	10,07	1,01
TRU_NO	10	10,18	1,02	10,18	1,02	9,98	1	9,98	1
Cao 138	138	138,41	1	138,62	1	138,72	1,01	138,93	1,01
TRUPAL	13,8	13,97	1,01	13,99	1,01	13,67	0,99	13,69	0,99
TRUP35	34,5	34,92	1,01	34,98	1,01	34,32	0,99	34,37	1

Tabla 18. Perfiles de tensión en barras – Avenida 2016 – Contingencia 1

2.7.1.2 Caso de estudio Estiaje 2016

Línea de transmisión	Tensión kV	2016 – Máxima demanda				2016 – Mínima demanda			
		Sin proyecto		Con proyecto		Sin proyecto		Con proyecto	
		Potencia	Carga	Potencia	Carga	Potencia	Carga	Potencia	Carga
		MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%
Lne Trujillo Norte - Santiago de Cao _ L1118	138	11,09	11,56	-	-	6,79	7,06	-	-
Lne Trujillo Norte - Alto Chicama _ L1136	138	18,12	15,04	18,12	15,04	18,45	15,31	18,45	15,31
Lne Trujillo Norte – Motil _ L1115	138	10,49	12,24	10,49	12,24	4,78	4,96	4,78	4,96
Lne Trujillo Norte – Porvenir _ L1117A	138	80,54	54,09	80,54	54,09	21,22	14,23	21,22	14,23
Lne Trujillo - Trujillo_Noroeste	138	82,05	108,77	82,05	108,77	22	29,17	22	29,17
Lne Trujillo Norte - El Milagro	138	-	-	8,34	8,67	-	-	11,49	11,93
Lne Santiago de Cao - El Milagro	138	-	-	11,07	11,54	-	-	6,79	7,05

Tabla 19. Flujo de potencia en líneas – Estiaje 2016 – Contingencia 1

CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA EL MILAGRO 18 MW

Memoria descriptiva

Barra	Tensión kV	2016 – Máxima demanda				2016 – Mínima demanda			
		Sin proyecto		Con proyecto		Sin proyecto		Con proyecto	
		Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión
		kV	pu	kV	pu	kV	pu	kV	pu
Trujillo_220 ^a	220	223,48	1,02	223,66	1,02	222,5	1,01	222,34	1,01
Trujillo_220B	220	223,48	1,02	223,66	1,02	222,5	1,01	222,34	1,01
Trujillo 138_B1	138	138,97	1,01	138,97	1,01	138,97	1,01	138,97	1,01
Trujillo 138_B2	138	138,97	1,01	138,97	1,01	138,97	1,01	138,97	1,01
TNor A	10	10,43	1,04	10,43	1,04	10,07	1,01	10,07	1,01
TNor 10B	10	10,07	1,01	10,07	1,01	10,07	1,01	10,07	1,01
TRU_NO	10	10,17	1,02	10,17	1,02	9,98	1	9,98	1
Cao 138	138	138,35	1	138,58	1	138,7	1,01	138,93	1,01
TRUPAL	13,8	13,96	1,01	13,99	1,01	13,66	0,99	13,69	0,99
TRUP35	34,5	34,91	1,01	34,97	1,01	34,31	0,99	34,37	1

Tabla 20. Perfiles de tensión en barras – Estiaje 2016 – Contingencia 1

2.7.1.3 Caso de estudio Avenida 2020

Línea de transmisión	Tensión kV	2020 – Máxima demanda				2020 – Mínima demanda			
		Sin proyecto		Con proyecto		Sin proyecto		Con proyecto	
		Potencia	Carga	Potencia	Carga	Potencia	Carga	Potencia	Carga
		MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%
Lne Trujillo Norte - Santiago de Cao _ L1118	138	10,41	10,86	-	-	5,65	5,87	-	-
Lne Trujillo Norte - Alto Chicama _ L1136	138	18,12	15,04	18,12	15,04	18,45	15,31	18,45	15,31
Lne Trujillo Norte – Motil _ L1115	138	9,74	11,37	9,74	11,37	4,14	4,3	4,14	4,3
Lne Trujillo Norte – Porvenir _ L1117A	138	73,98	49,69	73,98	49,69	20,56	13,85	20,56	13,85
Lne Trujillo - Trujillo_Noroeste	138	77,71	103,01	77,71	103,01	21,76	28,93	21,76	28,93
Lne Trujillo Norte - El Milagro	138	-	-	8,69	9,04	-	-	12,67	13,15
Lne Santiago de Cao - El Milagro	138	-	-	10,25	10,84	-	-	5,46	5,67

Tabla 21. Flujo de potencia en líneas – Avenida 2020 – Contingencia 1

CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA EL MILAGRO 18 MW

Memoria descriptiva

Barra	Tensión kV	2020 – Máxima demanda				2020 – Mínima demanda			
		Sin proyecto		Con proyecto		Sin proyecto		Con proyecto	
		Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión
		kV	pu	kV	pu	kV	pu	kV	pu
Trujillo_220 ^a	220	222,48	1,01	222,53	1,01	223,12	1,01	223,14	1,01
Trujillo_220B	220	222,48	1,01	222,53	1,01	223,12	1,01	223,14	1,01
Trujillo 138_B1	138	138,97	1,01	138,97	1,01	138,97	1,01	138,97	1,01
Trujillo 138_B2	138	138,97	1,01	138,97	1,01	138,97	1,01	138,97	1,01
TNor A	10	10,43	10,4	10,43	1,04	10,06	1,04	10,06	1,01
TNor 10B	10	10,22	1,02	10,22	1,02	10,07	1,01	10,07	1,01
TRU_NO	10	10,03	1	10,03	1	9,99	1	9,99	1
Cao 138	138	138,41	1	138,64	1	138,82	1,01	139,05	1,01
TRUPAL	13,8	13,97	1,01	14	1,01	13,71	0,99	13,73	1
TRUP35	34,5	34,94	1,01	35	1,01	34,41	1	34,46	1

Tabla 22. Perfiles de tensión en barras – Avenida 2020 – Contingencia 1

2.7.1.4 Caso de estudio Estiaje 2020

Línea de transmisión	Tensión kV	2020 – Máxima demanda				2020 – Mínima demanda			
		Sin proyecto		Con proyecto		Sin proyecto		Con proyecto	
		Potencia	Carga	Potencia	Carga	Potencia	Carga	Potencia	Carga
		MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%
Lne Trujillo Norte - Santiago de Cao _ L1118	138	10,53	10,99	-	-	5,79	6,02	-	-
Lne Trujillo Norte - Alto Chicama _ L1136	138	18,12	15,04	18,12	15,04	18,45	15,31	18,45	15,31
Lne Trujillo Norte – Motil _ L1115	138	9,83	11,46	9,84	11,46	4,22	4,38	4,21	4,38
Lne Trujillo Norte – Porvenir _ L1117A	138	74,77	50,21	74,77	50,21	21,49	14,48	21,49	14,48
Lne Trujillo - Trujillo_Noroeste	138	78,47	104,02	78,47	104,02	22,61	30,29	22,79	30,29
Lne Trujillo Norte - El Milagro	138	-	-	10,38	10,8	-	-	5,78	6
Lne Santiago de Cao - El Milagro	138	-	-	10,54	10,99	-	-	5,64	5,87

Tabla 23. Flujo de potencia en líneas – Estiaje 2020 – Contingencia 1

Barra	Tensión kV	2020 – Máxima demanda				2020 – Mínima demanda			
		Sin proyecto		Con proyecto		Sin proyecto		Con proyecto	
		Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión
		kV	pu	kV	pu	kV	pu	kV	pu
Trujillo_220 ^a	220	222,2	1,01	222,2	1,01	222,78	1,01	222,78	1,01
Trujillo_220B	220	222,2	1,01	222,2	1,01	222,78	1,01	222,78	1,01
Trujillo 138_B1	138	138,97	1,01	138,97	1,01	138,97	1,01	138,97	1,01
Trujillo 138_B2	138	138,97	1,01	138,97	1,01	138,97	1,01	138,97	1,01
TNor A	10	10,44	1,04	10,44	1,04	10,07	1,01	10,07	1,01
TNor 10B	10	10,22	1,02	10,22	1,02	10,07	1,01	10,07	1,01
TRU_NO	10	10,21	1,02	10,21	1,02	9,98	1	9,98	1
Cao 138	138	138,39	1	138,39	1	138,97	1,01	138,79	1,01
TRUPAL	13,8	13,97	1,01	13,97	1,01	13,7	0,99	13,7	0,99
TRUP35	34,5	34,92	1,01	34,92	1,01	34,38	1	34,38	1

Tabla 24. Perfiles de tensión en barras – Estiaje 2020 – Contingencia 1

2.7.1.5 Conclusiones

A pesar de eliminar la generación más cercana, no vemos repercusión en el área de influencia sobre la red con central conectada y sin conectar.

2.7.2 Contingencia 2: Pérdida línea Trujillo – Trujillo noroeste**2.7.2.1 Caso de estudio Avenida 2016**

Línea de transmisión	Tensión kV	2016 – Máxima demanda				2016 – Mínima demanda			
		Sin proyecto		Con proyecto		Sin proyecto		Con proyecto	
		Potencia	Carga	Potencia	Carga	Potencia	Carga	Potencia	Carga
		MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%
Lne Trujillo Norte - Santiago de Cao _ L1118	138	11,04	11,33	-	-	6,69	6,95	-	-
Lne Trujillo Norte - Alto Chicama _ L1136	138	18,12	15,04	18,12	15,04	18,45	15,28	18,44	15,27
Lne Trujillo Norte – Motil _ L1115	138	10,38	12,08	10,38	12,08	4,69	4,87	4,7	4,87
Lne Trujillo Norte – Porvenir _ L1117A	138	152,14	102,9	152,14	102,9	42,23	28,28	42,23	28,27
Lne Trujillo - Trujillo_Noroeste	138	X	X	X	X	X	X	X	X
Lne Trujillo Norte - El Milagro	138	-	-	8,33	8,66	-	-	11,61	12,02
Lne Santiago de Cao - El Milagro	138	-	-	10,85	11,51	-	-	6,69	6,93

Tabla 25. Flujo de potencia en líneas – Avenida 2016 – Contingencia 2

Barra	Tensión kV	2016 – Máxima demanda				2016 – Mínima demanda			
		Sin proyecto		Con proyecto		Sin proyecto		Con proyecto	
		Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión
		kV	pu	kV	pu	kV	pu	kV	pu
Trujillo_220 ^a	220	223,18	1,01	223,37	1,02	223,24	1,01	223,4	1,02
Trujillo_220B	220	223,18	1,01	223,37	1,02	223,24	1,01	223,4	1,02
Trujillo 138_B1	138	138,97	1,01	138,97	1,01	139,18	1,01	139,24	1,01
Trujillo 138_B2	138	138,97	1,01	138,97	1,01	139,18	1,01	139,24	1,01
TNor A	10	10,43	1,04	10,43	1,04	10,08	1,01	10,08	1,01
TNor 10B	10	10,21	1,02	10,21	1,02	10,09	1,01	10,09	1,01
TRU_NO	10	10,18	1,02	10,18	1,02	10	1	10	1,01
Cao 138	138	138,41	1	138,62	1	138,94	1,01	139,2	1,01
TRUPAL	13,8	13,97	1,01	13,99	1,01	13,69	0,99	13,72	0,99
TRUP35	34,5	34,92	1,01	34,98	1,01	34,38	1	34,44	1

Tabla 26. Perfiles de tensión en barras – Avenida 2016 – Contingencia 2

2.7.2.2 Caso de estudio Estiaje 2016

Línea de transmisión	Tensión kV	2016 – Máxima demanda				2016 – Mínima demanda			
		Sin proyecto		Con proyecto		Sin proyecto		Con proyecto	
		Potencia	Carga	Potencia	Carga	Potencia	Carga	Potencia	Carga
		MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%
Lne Trujillo Norte - Santiago de Cao _ L1118	138	11,07	11,56	-	-	6,79	7,06	-	-
Lne Trujillo Norte - Alto Chicama _ L1136	138	18,12	15,04	18,12	15,04	18,45	15,31	18,45	15,31
Lne Trujillo Norte – Motil _ L1115	138	10,49	12,24	10,49	12,24	4,78	4,96	4,78	4,96
Lne Trujillo Norte – Porvenir _ L1117A	138	154,58	103,72	154,58	103,72	43,36	29,08	43,36	29,08
Lne Trujillo - Trujillo_Noroeste	138	X	X	X	X	X	X	X	X
Lne Trujillo Norte - El Milagro	138	-	-	8,34	8,67	-	-	11,49	11,93
Lne Santiago de Cao - El Milagro	138	-	-	11,07	11,54	-	-	6,79	7,05

Tabla 27. Flujo de potencia en líneas – Estiaje 2016 – Contingencia 2

Barra	Tensión kV	2016 – Máxima demanda				2016 – Mínima demanda			
		Sin proyecto		Con proyecto		Sin proyecto		Con proyecto	
		Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión
		kV	pu	kV	pu	kV	pu	kV	pu
Trujillo_220 ^a	220	223,54	1,02	223,72	1,02	222,57	1,01	222,43	1,01
Trujillo_220B	220	223,54	1,02	223,72	1,02	222,57	1,01	222,43	1,01
Trujillo 138_B1	138	138,97	1,01	138,97	1,01	138,97	1,01	138,97	1,01
Trujillo 138_B2	138	138,97	1,01	138,97	1,01	138,97	1,01	138,97	1,01
TNor A	10	10,43	1,04	10,43	1,04	10,07	1,01	10,07	1,01
TNor 10B	10	10,07	1,01	10,07	1,01	10,07	1,01	10,07	1,01
TRU_NO	10	10,17	1,02	10,17	1,02	9,98	1	9,98	1
Cao 138	138	138,35	1	138,58	1	138,7	1,01	138,93	1,01
TRUPAL	13,8	13,96	1,01	13,99	1,01	13,66	0,99	13,69	0,99
TRUP35	34,5	34,91	1,01	34,97	1,01	34,31	0,99	34,37	1

Tabla 28. Perfiles de tensión en barras – Estiaje 2016 – Contingencia 2

CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA EL MILAGRO 18 MW

Memoria descriptiva

2.7.2.3 Caso de estudio Avenida 2020

Línea de transmisión	Tensión kV	2020 – Máxima demanda				2020 – Mínima demanda			
		Sin proyecto		Con proyecto		Sin proyecto		Con proyecto	
		Potencia	Carga	Potencia	Carga	Potencia	Carga	Potencia	Carga
		MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%
Lne Trujillo Norte - Santiago de Cao _ L1118	138	10,41	10,86	-	-	5,67	5,86	-	-
Lne Trujillo Norte - Alto Chicama _ L1136	138	18,12	15,04	18,12	15,04	18,45	15,25	18,45	15,26
Lne Trujillo Norte – Motil _ L1115	138	9,73	11,37	9,73	11,37	4,16	4,3	4,15	4,3
Lne Trujillo Norte – Porvenir _ L1117A	138	144,68	97,07	144,68	97,07	34,18	22,83	34,18	22,84
Lne Trujillo - Trujillo_Noroeste	138	X	X	X	X	X	X	X	X
Lne Trujillo Norte - El Milagro	138	-	-	8,69	9,04	-	-	12,65	13,1
Lne Santiago de Cao - El Milagro	138	-	-	10,43	10,84	-	-	5,46	5,66

Tabla 29. Flujo de potencia en líneas – Avenida 2020 – Contingencia 2

Barra	Tensión kV	2020 – Máxima demanda				2020 – Mínima demanda			
		Sin proyecto		Con proyecto		Sin proyecto		Con proyecto	
		Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión
		kV	pu	kV	pu	kV	pu	kV	pu
Trujillo_220 ^a	220	222,49	1,01	222,55	1,01	223,45	1,02	223,42	1,02
Trujillo_220B	220	222,49	1,01	222,55	1,01	223,45	1,02	223,42	1,02
Trujillo 138_B1	138	138,97	1,01	138,97	1,01	139,44	1,01	139,38	1,01
Trujillo 138_B2	138	138,97	1,01	138,97	1,01	139,44	1,01	139,38	1,01
TNor A	10	10,43	1,04	10,43	1,04	10,1	1,01	10,1	1,01
TNor 10B	10	10,22	1,02	10,22	1,02	10,1	1,01	10,1	1,01
TRU_NO	10	10,03	1	10,03	1	10,02	1	10,02	1
Cao 138	138	138,41	1	138,64	1	139,29	1,01	139,46	1,01
TRUPAL	13,8	13,97	1,01	14	1,01	13,76	1	13,77	1
TRUP35	34,5	34,94	1,01	35	1,01	34,53	1	34,57	1

Tabla 30. Perfiles de tensión en barras – Avenida 2020 – Contingencia 2

CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA EL MILAGRO 18 MW

Memoria descriptiva

2.7.2.4 Caso de estudio Estiaje 2020

Línea de transmisión	Tensión kV	2020 – Máxima demanda				2020 – Mínima demanda			
		Sin proyecto		Con proyecto		Sin proyecto		Con proyecto	
		Potencia	Carga	Potencia	Carga	Potencia	Carga	Potencia	Carga
		MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%
Lne Trujillo Norte - Santiago de Cao _ L1118	138	10,53	10,99	-	-	5,79	6,01	-	-
Lne Trujillo Norte - Alto Chicama _ L1136	138	18,12	15,04	18,12	15,04	18,45	15,3	18,45	15,31
Lne Trujillo Norte – Motil _ L1115	138	9,83	11,46	9,83	11,46	4,22	4,38	4,22	4,38
Lne Trujillo Norte – Porvenir _ L1117A	138	146,31	98,15	146,31	98,15	36,11	24,18	36,11	24,19
Lne Trujillo - Trujillo_Noroeste	138	X	X	X	X	X	X	X	X
Lne Trujillo Norte - El Milagro	138	-	-	10,39	10,8	-	-	12,5	12,97
Lne Santiago de Cao - El Milagro	138	-	-	10,54	10,99	-	-	5,64	5,85

Tabla 31. Flujo de potencia en líneas – Estiaje 2020 – Contingencia 2

Barra	Tensión kV	2020 – Máxima demanda				2020 – Mínima demanda			
		Sin proyecto		Con proyecto		Sin proyecto		Con proyecto	
		Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión
		kV	pu	kV	pu	kV	pu	kV	pu
Trujillo_220 ^a	220	222,22	1,01	222,22	1,01	222,85	1,01	222,83	1,01
Trujillo_220B	220	222,22	1,01	222,22	1,01	222,85	1,01	222,83	1,01
Trujillo 138_B1	138	138,97	1,01	138,97	1,01	139,04	1,01	138,98	1,01
Trujillo 138_B2	138	138,97	1,01	138,97	1,01	139,04	1,01	138,98	1,01
TNor A	10	10,44	1,04	10,44	1,01	10,07	1,01	10,07	1,01
TNor 10B	10	10,22	1,02	10,22	1,02	10,07	1,01	10,07	1,01
TRU_NO	10	10,21	1,02	10,21	1,02	9,99	1	9,98	1
Cao 138	138	138,39	1	138,39	1	138,86	1,01	139,03	1,01
TRUPAL	13,8	13,97	1,01	13,97	1,01	13,71	0,99	13,73	0,99
TRUP35	34,5	34,92	1,01	34,92	1,01	34,4	1	34,44	1

Tabla 32. Perfiles de tensión en barras – Estiaje 2020 – Contingencia 2

2.7.2.5 Conclusiones

Vemos que ante la pérdida de una línea, el resto de líneas cercanas se sobrecargan considerablemente, sin embargo, la conexión de la central no hace que la red salga de los límites de tensión ni de carga.

2.7.3 Contingencia 3: Pérdida línea Trujillo Norte – Santiago de Cao

En la conexión de la central solar juega un papel fundamental la línea que conecta Trujillo Norte con Santiago de Cao puesto que es a la cual se conecta la central. Vamos a analizar qué pasaría si se pierde esta línea.

Para el caso sin proyecto analizamos la pérdida de la línea Trujillo Norte – Santiago de Cao.

Para el caso con proyecto analizamos la pérdida de la línea Santiago de Cao – El Milagro.

2.7.3.1 Caso de estudio Avenida 2016

Línea de transmisión	Tensión kV	2016 – Máxima demanda				2016 – Mínima demanda			
		Sin proyecto		Con proyecto		Sin proyecto		Con proyecto	
		Potencia	Carga	Potencia	Carga	Potencia	Carga	Potencia	Carga
		MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%
Lne Trujillo Norte - Santiago de Cao _ L1118	138	X	X	-	-	X	X	-	-
Lne Trujillo Norte - Alto Chicama _ L1136	138	18,11	15,04	18,12	15,04	18,45	15,27	18,44	15,27
Lne Trujillo Norte – Motil _ L1115	138	10,38	12,08	10,37	12,08	4,7	4,87	4,7	4,87
Lne Trujillo Norte – Porvenir _ L1117A	138	73,85	49,6	73,86	49,6	20,68	13,83	20,68	13,83
Lne Trujillo - Trujillo_Noroeste	138	75,41	99,94	75,4	99,94	21,43	28,36	21,44	28,35
Lne Trujillo Norte - El Milagro	138	-	-	18,13	18,81	-	-	18,13	18,79
Lne Santiago de Cao - El Milagro	138	-	-	X	X	-	-	X	X

Tabla 33. Flujo de potencia en líneas – Avenida 2016 – Contingencia 3

CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA EL MILAGRO 18 MW

Memoria descriptiva

Barra	Tensión kV	2016 – Máxima demanda				2016 – Mínima demanda			
		Sin proyecto		Con proyecto		Sin proyecto		Con proyecto	
		Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión
		kV	pu	kV	pu	kV	pu	kV	pu
Trujillo_220 ^a	220	223,32	1,02	223,5	1,02	223,36	1,02	223,5	1,02
Trujillo_220B	220	223,32	1,02	223,5	1,02	223,36	1,02	223,5	1,02
Trujillo 138_B1	138	138,97	1,01	138,97	1,01	139,26	1,01	139,3	1,01
Trujillo 138_B2	138	138,97	1,01	138,97	1,01	139,26	1,01	139,3	1,01
TNor A	10	10,43	1,04	10,43	1,04	10,09	1,01	10,09	1,01
TNor 10B	10	10,21	1,02	10,21	1,02	10,09	1,01	10,09	1,01
TRU_NO	10	10,18	1,02	10,18	1,02	10	1	10,01	1
Cao 138	138	0	0	0	0	0	0	0	0
TRUPAL	13,8	0	0	0	0	0	0	0	0
TRUP35	34,5	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 34. Perfiles de tensión en barras – Avenida 2016 – Contingencia 3

2.7.3.2 Caso de estudio Estiaje 2016

Línea de transmisión	Tensión kV	2016 – Máxima demanda				2016 – Mínima demanda			
		Sin proyecto		Con proyecto		Sin proyecto		Con proyecto	
		Potencia	Carga	Potencia	Carga	Potencia	Carga	Potencia	Carga
		MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%
Lne Trujillo Norte - Santiago de Cao _ L1118	138	X	X	-	-	X	X	-	-
Lne Trujillo Norte - Alto Chicama _ L1136	138	18,12	15,04	18,12	15,04	18,45	15,31	18,45	15,31
Lne Trujillo Norte – Motil _ L1115	138	10,49	12,24	10,49	12,24	4,78	4,96	4,78	4,96
Lne Trujillo Norte – Porvenir _ L1117A	138	75	50,37	75,01	50,37	21,22	14,23	21,22	14,23
Lne Trujillo - Trujillo_Noroeste	138	76,56	101,47	76,56	101,47	22	29,17	22	29,17
Lne Trujillo Norte - El Milagro	138	-	-	18,13	18,81	-	-	18,13	18,81
Lne Santiago de Cao - El Milagro	138	-	-	X	X	-	-	X	X

Tabla 35. Flujo de potencia en líneas – Estiaje 2016 – Contingencia 3

CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA EL MILAGRO 18 MW

Memoria descriptiva

Barra	Tensión kV	2016 – Máxima demanda				2016 – Mínima demanda			
		Sin proyecto		Con proyecto		Sin proyecto		Con proyecto	
		Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión
		kV	pu	kV	pu	kV	pu	kV	pu
Trujillo_220A	220	223,68	1,02	223,86	1,02	222,31	1,01	222,49	1,01
Trujillo_220B	220	223,68	1,02	223,86	1,02	222,31	1,01	222,49	1,01
Trujillo 138_B1	138	138,97	1,01	138,97	1,01	138,97	1,01	138,97	1,01
Trujillo 138_B2	138	138,97	1,01	138,97	1,01	138,97	1,01	138,97	1,01
TNor A	10	10,43	1,04	10,42	1,04	10,07	1,01	10,07	1,01
TNor 10B	10	10,07	1,01	10,07	1,01	10,07	1,01	10,07	1,01
TRU_NO	10	10,17	1,02	10,17	1,02	9,98	1	9,98	1
Cao 138	138	0	0	0	0	0	0	0	0
TRUPAL	13,8	0	0	0	0	0	0	0	0
TRUP35	34,5	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 36. Perfiles de tensión en barras – Estiaje 2016 – Contingencia 3

2.7.3.3 Caso de estudio Avenida 2020

Línea de transmisión	Tensión kV	2020 – Máxima demanda				2020 – Mínima demanda			
		Sin proyecto		Con proyecto		Sin proyecto		Con proyecto	
		Potencia	Carga	Potencia	Carga	Potencia	Carga	Potencia	Carga
		MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%
Lne Trujillo Norte - Santiago de Cao _ L1118	138	X	X	-	-	X	X	-	-
Lne Trujillo Norte - Alto Chicama _ L1136	138	18,12	15,04	18,12	15,04	18,44	15,25	18,44	15,26
Lne Trujillo Norte – Motil _ L1115	138	9,73	11,37	9,74	11,37	4,15	4,3	4,15	4,3
Lne Trujillo Norte – Porvenir _ L1117A	138	69,19	46,46	69,19	46,46	16,44	10,98	16,44	10,98
Lne Trujillo - Trujillo_Noroeste	138	72,96	96,7	72,96	96,7	17,69	23,37	17,69	23,38
Lne Trujillo Norte - El Milagro	138	-	-	18,01	18,81	-	-	17,97	18,68
Lne Santiago de Cao - El Milagro	138	-	-	X	X	-	-	X	X

Tabla 37. Flujo de potencia en líneas – Avenida 2020 – Contingencia 3

CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA EL MILAGRO 18 MW

Memoria descriptiva

Barra	Tensión kV	2020 – Máxima demanda				2020 – Mínima demanda			
		Sin proyecto		Con proyecto		Sin proyecto		Con proyecto	
		Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión
		kV	pu	kV	pu	kV	pu	kV	pu
Trujillo_220A	220	222,53	1,01	222,58	1,01	223,44	1,02	223,43	1,02
Trujillo_220B	220	222,53	1,01	222,58	1,01	223,44	1,02	223,43	1,02
Trujillo 138_B1	138	138,97	1,01	138,97	1,01	139,42	1,01	139,37	1,01
Trujillo 138_B2	138	138,97	1,01	138,97	1,01	139,42	1,01	139,37	1,01
TNor A	10	10,43	1,04	10,43	1,04	10,1	1,01	10,09	1,01
TNor 10B	10	10,22	1,02	10,21	1,02	10,1	1,01	10,1	1,01
TRU_NO	10	10,03	1	10,03	1	10,02	1	10,02	1
Cao 138	138	0	0	0	0	0	0	0	0
TRUPAL	13,8	0	0	0	0	0	0	0	0
TRUP35	34,5	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 38. Perfiles de tensión en barras – Avenida 2020 – Contingencia 3

2.7.3.4 Caso de estudio Estiaje 2020

Línea de transmisión	Tensión kV	2020 – Máxima demanda				2020 – Mínima demanda			
		Sin proyecto		Con proyecto		Sin proyecto		Con proyecto	
		Potencia	Carga	Potencia	Carga	Potencia	Carga	Potencia	Carga
		MVA	%	MVA	%	MVA	%	MVA	%
Lne Trujillo Norte - Santiago de Cao _ L1118	138	X	X	-	-	X	X	-	-
Lne Trujillo Norte - Alto Chicama _ L1136	138	18,12	15,04	18,12	15,04	18,45	15,3	18,45	15,31
Lne Trujillo Norte – Motil _ L1115	138	9,83	11,46	9,83	11,46	4,22	4,38	4,21	4,38
Lne Trujillo Norte – Porvenir _ L1117A	138	69,98	46,99	69,98	46,99	17,35	11,62	17,34	11,62
Lne Trujillo - Trujillo_Noroeste	138	73,72	97,7	73,72	97,7	18,7	24,77	18,7	24,78
Lne Trujillo Norte - El Milagro	138	-	-	18,13	18,81	-	-	18,13	18,81
Lne Santiago de Cao - El Milagro	138	-	-	X	X	-	-	X	X

Tabla 39. Flujo de potencia en líneas – Estiaje 2020 – Contingencia 3

Barra	Tensión kV	2020 – Máxima demanda				2020 – Mínima demanda			
		Sin proyecto		Con proyecto		Sin proyecto		Con proyecto	
		Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión	Tensión
		kV	pu	kV	pu	kV	pu	kV	pu
Trujillo_220A	220	222,26	1,01	222,31	1,01	222,84	1,01	222,83	1,01
Trujillo_220B	220	222,26	1,01	222,31	1,01	222,84	1,01	222,83	1,01
Trujillo 138_B1	138	138,97	1,01	138,97	1,01	139,02	1,01	138,97	1,01
Trujillo 138_B2	138	138,97	1,01	138,97	1,01	139,02	1,01	138,97	1,01
TNor A	10	10,43	1,04	10,43	1,04	10,07	1,01	10,06	1,01
TNor 10B	10	10,22	1,02	10,22	1,02	10,07	1,01	10,07	1,01
TRU_NO	10	10,21	1,02	10,21	1,02	9,99	1	9,98	1
Cao 138	138	0	0	0	0	0	0	0	0
TRUPAL	13,8	0	0	0	0	0	0	0	0
TRUP35	34,5	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 40. Perfiles de tensión en barras – Estiaje 2020 – Contingencia 3

2.7.3.5 Conclusiones

Esta contingencia resulta en conclusiones muy interesantes. En primer lugar, la línea a la que nos conectamos es parte de una antena del sistema, esto quiere decir, que todas las cargas de Santiago de Cao y de las subestaciones que cuelgan de ella, están alimentadas únicamente a través de la línea Trujillo Norte – Santiago de Cao. La pérdida por tanto de esta línea, supone que la potencia y tensión se anulen y no haya alimentación a esa parte de la red.

Como nuestra central está conectada a dicha línea, parte la línea en dos tramos. Si se pierde el tramo Santiago de Cao – El Milagro, toda la potencia de la central se inyecta en el sistema a través de la subestación de Trujillo Norte. Si se pierde el tramo Trujillo Norte – El Milagro hay que desconectar la central solar puesto que la central no puede operar en isla.

Conectar la central a una línea tan crítica como la de Trujillo Norte – Santiago de Cao mejora el sistema:

- Acerca la generación a los puntos de consumo.
- Disminuye la probabilidad de fallo de la línea al hacerla más corta.
- Mejora las caídas de tensión en las líneas resultantes por ser más cortas.
- Instalación de una subestación con barra principal + barra transferencia que permitirá un mejor mantenimiento de las líneas

Para evitar esta antena y por tanto la posible operación en isla, se propone la realización de una nueva línea eléctrica desde la subestación de Santiago de Cao hasta la subestación más próxima. Si bien esto sería una solución para la operación en isla que además reforzaría el sistema al mallarlo más, queda fuera del alcance del presente proyecto.

3 ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO

Un corto circuito es un fenómeno eléctrico que ocurre cuando dos puntos entre los cuales existe una diferencia de potencial se ponen en contacto entre sí, caracterizándose por elevadas corrientes circulantes hasta el punto de falla. Se puede decir que un corto circuito es también el establecimiento de un flujo de corriente eléctrica muy alta, debido a una conexión por un circuito de baja impedancia, que prácticamente siempre ocurren por accidente. La magnitud de la corriente de corto circuito es mucho mayor que la corriente nominal o de carga que circula por el mismo. Aún en las instalaciones con las protecciones más sofisticadas se producen fallas por corto circuito [30].

Mediante la realización del estudio de cortocircuito, se determinan las corrientes que circulan por cada uno de los elementos que conforman el sistema eléctrico cuando se presenta un evento o falla. La capacidad de soportar un corto circuito de un componente debe ser igual o mayor a la magnitud del valor calculado de la corriente de falla.

Las fallas en la red eléctrica se evalúan en diferentes puntos, para diferentes niveles de tensión y para diferentes tipos de falla: trifásica, monofásica, monofásica a tierra, bifásica y bifásica a tierra.

En general, se puede mencionar que un estudio de cortocircuito sirve para:

- Determinar las capacidades interruptivas de los elementos de protección como son interruptores, fusibles, entre otros.
- Realizar la coordinación de los dispositivos de protección contra las corrientes de cortocircuito.
- Permite realizar estudios térmicos y dinámicos que consideren los efectos de las corrientes de cortocircuito en algunos elementos de las instalaciones como son: sistemas de barras, tableros, cables, etc.
- Obtener los equivalentes de Thevenin y su utilización con otros estudios eléctricos, como son los de estabilidad transitoria o armónicos.
- Calcular las mallas de puesta a tierra, seleccionando conductores alimentadores.

Fallas más comunes en el sistema.

Se sabe que normalmente las corrientes de corto circuito son muy elevadas, entre 5 y 20 veces el valor máximo de la corriente de carga en el punto de falla. Las fallas por corto circuito se pueden clasificar en dos grandes grupos:

- Simétricas (balanceadas). En las fallas simétricas la corriente de las tres fases del sistema son iguales en el instante del corto circuito, por ejemplo:
 - Corto circuito trifásico: Sucede cuando se ponen en contacto las tres fases en un mismo punto del sistema. Es el corto circuito más severo en la mayoría de los casos.

- Corto circuito trifásico a tierra: Se ponen en contacto las tres fases y tierra en un mismo punto del sistema (muy raro).
- Asimétricas (desbalanceadas). Aquí la corriente en las tres fases del sistema no son iguales en el instante de falla. Entre éstas fallas tenemos:
 - Corto circuito bifásico (fase a fase): Esta falla aparece cuando se ponen en contacto dos fases cualesquiera del sistema.
 - Corto circuito bifásico a tierra (dos fases a tierra): En ésta sucede lo mismo que en la anterior con la salvedad que también entra en contacto la tierra.

Corto circuito monofásico (fase a tierra): Ocurre al ponerse en contacto una fase cualquiera con la tierra del sistema.

El propósito de este análisis es determinar los niveles de cortocircuito en la zona del proyecto, para verificar que no exceden los valores de protección de equipos y cables de nuestra central y comprobar que el aporte de cortocircuito de nuestra central no hace que la red funcione de manera insegura.

3.1 Metodología

Las simulaciones de cortocircuito se realizan de acuerdo con la norma IEC60909 “Short-Circuit Currents in Three-Phase A.C.” y comprenden fallos trifásicos y monofásicos a tierra.

La norma IEC 60909 no establece cual es el aporte de cortocircuito de los equipos de electrónica de potencia. Experimentalmente el aporte de estos equipos suele ser de alrededor de 2·In. Este aporte se considera insignificante comparado con el de la red y no se tiene en cuenta para el estudio.

Para el análisis de cortocircuito se ha modelado una reactancia de puesta a tierra de valor fijo de 500 A 30 seg 82ohm 23 kV, que se coloca en la barra de baja tensión de la subestación El Milagro, y cuya función es limitar las corrientes de defecto a tierra.

En las tablas de resultados se muestran:

- S''_k (S_{kss}): Potencia inicial de cortocircuito (MVA)
- I''_k (I_{kss}): Corriente inicial de cortocircuito (kA)
- i_p : Corriente de pico (kA)
- I_{th} : Corriente térmica (kA)
- X/R

3.2 Escenarios de operación

La evaluación del cortocircuito será realizada para los escenarios en que se presenten los mínimos y máximos aportes de corriente de cortocircuito del sistema eléctrico en estudio, para los casos avenida y estiaje de los años 2016 y 2020.

Adicionalmente, con la finalidad de comprobar que los conductores que se encuentran repartidos por toda la central solar pueden soportar las corrientes de cortocircuito que se van a presentar, se realiza una simulación del cortocircuito máximo y se comparan

los resultados obtenidos con los valores admisibles. Estos resultados se presentarán en el apartado de revisión de la ingeniería.

3.3 Resultados de cortocircuito

3.3.1 Avenida 2016

	Falta monofásica		Falta trifásica	
	Icc máx	Icc mín	Icc máx	Icc mín
Skss (MVA)	440,05	394,07	1123,14	10002,85
Ikss (kA)	5,52	4,95	4,7	4,2
ip (kA)	12,48	10,75	10,62	9,12
X/R	5,69	4,69	5,69	4,69

Tabla 41. Cortocircuito - Avenida 2016 máxima

	Falta monofásica		Falta trifásica	
	Icc máx	Icc mín	Icc máx	Icc mín
Skss (MVA)	429,65	384,96	1090,29	974,3
Ikss (kA)	5,39	4,83	4,56	4,08
ip (kA)	12,21	10,53	10,33	8,89
X/R	5,76	4,75	5,76	4,76

Tabla 42. Cortocircuito - Avenida 2016 mínima

3.3.2 Estiaje 2016

	Falta monofásica		Falta trifásica	
	Icc máx	Icc mín	Icc máx	Icc mín
Skss (MVA)	426,49	381,84	1089,49	972,38
Ikss (kA)	5,35	4,79	4,56	4,07
ip (kA)	12,01	10,32	10,22	8,77
X/R	5,46	4,51	5,47	4,51

Tabla 43. Cortocircuito - Estiaje 2016 máxima

	Falta monofásica		Falta trifásica	
	Icc máx	Icc mín	Icc máx	Icc mín
Skss (MVA)	403,76	361,22	1016,96	907,18
Ikss (kA)	5,07	4,53	4,25	3,8
ip (kA)	11,45	9,85	9,61	8,25
X/R	5,67	4,68	5,67	4,68

Tabla 44. Cortocircuito - Estiaje 2016 mínima

3.3.3 Avenida 2020

	Falta monofásica		Falta trifásica	
	Icc máx	Icc mín	Icc máx	Icc mín
Skss (MVA)	447,29	401,58	1156,35	1035,5
Ikss (kA)	5,62	5,04	4,84	4,33
ip (kA)	12,57	10,84	10,84	9,32
X/R	5,43	4,47	5,43	4,47

Tabla 45. Cortocircuito - Avenida 2020 máxima

	Falta monofásica		Falta trifásica	
	Icc máx	Icc mín	Icc máx	Icc mín
Skss (MVA)	440,3	394,84	1135,4	1015,33
Ikss (kA)	5,53	4,96	4,75	4,25
ip (kA)	12,39	10,67	10,65	9,15
X/R	5,44	4,49	5,44	4,49

Tabla 46. Cortocircuito - Avenida 2020 mínima

3.3.4 Estiaje 2020

	Falta monofásica		Falta trifásica	
	Icc máx	Icc mín	Icc máx	Icc mín
Skss (MVA)	444,91	399,42	1149,78	1029,47
Ikss (kA)	5,58	5,01	4,81	4,31
ip (kA)	12,52	10,79	10,78	9,27
X/R	5,45	4,49	5,45	4,49

Tabla 47. Cortocircuito - Estiaje 2020 máxima

	Falta monofásica		Falta trifásica	
	Icc máx	Icc mín	Icc máx	Icc mín
Skss (MVA)	429,04	384,91	1136,74	1016,89
Ikss (kA)	5,38	4,83	4,76	4,25
ip (kA)	12,09	10,42	10,68	9,18
X/R	5,49	4,53	5,49	4,53

Tabla 48. Cortocircuito - Estiaje 2020 mínima

3.3.5 Conclusiones

Tras realizar las simulaciones pertinentes y obtener los resultados de las tablas anteriores, extraemos los máximos valores de cortocircuito que la red aportará a la central solar y comprobamos los equipos de la central para que puedan soportar estos valores.

$$S_{kss} = 1156,35 \text{ MVA}$$

$$I_{kss} = 4,84 \text{ kA}$$

$$I_p = 10,84 \text{ kA}$$

$$X/R = 5,43$$

4 REVISIÓN DE LA INGENIERÍA

Al diseñar una instalación es frecuente que los valores de algunos de los equipos para los que se ha diseñado la instalación se hayan escogido basándose en la experiencia y no teniendo en cuenta todos los puntos de operación de la central. Por ello, al hacer una simulación de la instalación en DigSilent podemos realizar un análisis mucho más exhaustivo de los valores y redimensionar aquellos parámetros que no cumplían bien los requisitos.

4.1 Estudio flujo de cargas

4.1.1 Modelado del generador fotovoltaico

1. Descripción de la planta fotovoltaica

La planta fotovoltaica El Milagro consta de 36 inversores fotovoltaicos de 0.5 MVA. Cada dos generadores fotovoltaicos hay un centro de transformación de 1.2MVA que eleva de 0.27 a 23kV. Todos estos CTs conectados en dos ramas conforman la red de MT en 23kV.

La subestación de la central solar El Milagro eleva la tensión hasta 138 kV mediante un transformador de 26 MVA. El bus de 138 kV de este transformador se considera el PCC de la central solar.

2. Transformadores de media tensión

Las características principales de los transformadores que se encuentran en los centros de transformación son los siguientes:

Trafo MT	
Nivel de alta tensión	23 kV
Nivel de baja tensión	0.27 kV
Potencia nominal	1.2 MVA
Grupo vectorial	D0yn11yn11
Pérdidas en vacío	0.1 kW
Pérdidas en carga	0.63 kW
Tensión de cortocircuito	6 %
OLTC	No
Número de tomas	10
Caída de tensión entre tomas	2.5

Tabla 49. Parámetros transformadores de media tensión.

3. Transformadores de subestación

Las características principales del transformador de subestación son las siguientes:

Trafo SE	
Nivel de alta tensión	138 kV
Nivel de baja tensión	23 kV
Potencia nominal	26 MVA
Grupo vectorial	YNd5
Pérdidas en vacío	13 kW
Pérdidas en carga	117 kW
Tensión de cortocircuito	12.5%
OLTC	Si
Número de tomas	26
Caída de tensión entre tomas	1.25

Tabla 50. Parámetros transformador de subestación.

4. Cables red media tensión

Red MT	Cap.	SEC (+)		
	Nom.	R	X	C
	A	Ω/km	Ω/km	$\mu\text{F}/\text{km}$
Cable 12/20 kV 70 mm ²	175	0.443	0.13	0.199
Cable 12/20 kV 185 mm ²	290	0.164	0.112	0.283

Tabla 51. Parámetros eléctricos red media tensión.

5. Línea de conexión

Línea alta tensión	Cap.	SEC (+)		
	Nom.	R	X	C
	A	Ω/km	Ω/km	$\mu\text{F}/\text{km}$
Cable Greeley	866	0.0713	0.4791	0.0091

Tabla 52. Parámetros eléctricos línea de conexión.

4.1.2 Casos simulados

Para hacer la revisión de la ingeniería, y ver que todos nuestros equipos están cumpliendo con las exigencias, se han considerado los casos más extremos en los que se puede encontrar la central según el Procedimiento técnico del comité de operación económica del SEIN.

Se ha estudiado la central en los siguientes casos:

		Tensión (pu)		
		0.9	1	1.1
fdp	IND	X	X	X
	CAP	X	X	X

Tabla 53. Casos de estudio.

4.1.3 Resultados

Tras simular los casos de estudio, nos encontramos que el caso más restrictivo, aquel en el que las corrientes son mayores, es $V = 0,9$ pu y fdp 0,9 cap. En dichas condiciones el transformador de la subestación no funciona correctamente pues se ve sobrecargado un 24%. Esta sobrecarga se debe principalmente a la potencia reactiva generada por la planta o consumida desde la red. Para solucionar esto tenemos que aumentar la potencia del transformador hasta 26MVA.

En este mismo transformador observamos que la tensión en barra de media tensión no se mantiene a 1pu, es importante que la tensión se encuentre a 1pu para que el resto de los equipos de la planta de generación funcionen correctamente dentro de sus rangos de diseño. Para conseguir que se mantenga la barra en su tensión nominal, aumentamos las tomas del cambiador de tomas del transformador modificándolo a 25 tomas, 12 por arriba, 12 por abajo y la posición central.

En el caso del transformador de media tensión de los CTs, sucede algo similar. En realidad dicho transformador no solo recibe la potencia activa de los inversores si no que también tiene que gestionar la potencia reactiva producida por los inversores por lo que es necesario, para que no se vea sobrecargado, aumentar su potencia nominal a 1200 kVA.

Finalmente los ajustes realizados en los equipos son los siguientes:

- Potencia del transformador
- Numero de tomas del cambiador de tomas
- Potencia de los transformadores de media tensión

	Inicial	Final
Transformador de la subestación		
Potencia nominal	20 MVA	26 MVA
Número tomas	10 tomas	25 tomas
Transformador MT del centro de transformación		
Potencia nominal	1000 kVA	1200 kVA

Tabla 54. Equipos ajustados.

Con esto se asegura el correcto funcionamiento de la planta en todos los casos de estudio descritos anteriormente.

4.2 Estudio de compensación de reactiva

Las redes eléctricas regulan su tensión mediante la inyección o absorción de potencia reactiva. El SEIN exige que las centrales sean capaces de regular su reactiva según las necesidades de la red.

En este punto se asegura el cumplimiento de este requisito.

4.2.1 Requisitos de potencia reactiva

Las centrales de generación deben tener la capacidad de controlar la potencia reactiva inyectada o consumida en el punto de conexión. Según el Procedimiento técnico del comité de operación económica del SEIN, las centrales deben disponer de los equipos y controladores necesarios para responder a las solicitudes de ajuste de la potencia reactiva en un tiempo máximo de un (1) minuto en cualquier nivel de generación de potencia activa.

En régimen permanente, el control de la potencia reactiva deberá permitir el ajuste del factor de potencia en el punto de conexión. La central debe garantizar, a diferentes niveles de generación de potencia activa, los valores máximos de factor de potencia mostrados en la figura a continuación.

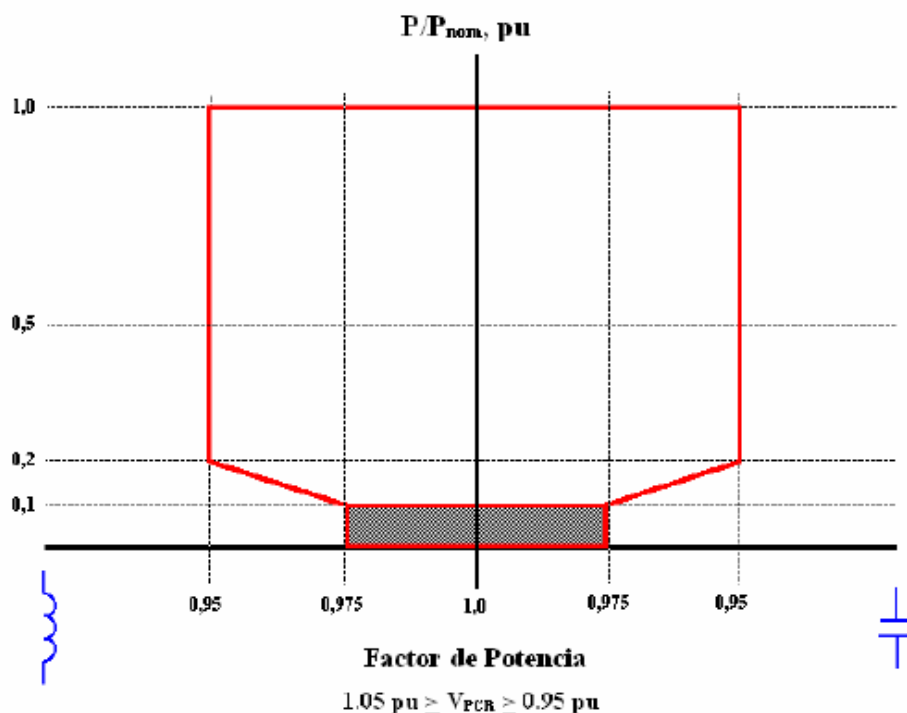


Figura 3. Rango de operación del factor de potencia en régimen permanente [19]

El factor de potencia de 0,95 capacitivo y de 0,95 inductivo deberá mantenerse para potencias activas que varían entre el 20% y 100% de la potencia total nominal registrada. Para potencias inferiores al 10% de la potencia nominal, la central operará dentro del área sombreada.

Esta curva corresponde a los valores mínimos que debe ser capaz de alcanzar nuestra planta, es decir, deberemos estar siempre operando por fuera de dicha curva ya que en caso contrario significaría que no somos capaces de alcanzar el valor que nos están pidiendo.

4.2.2 Análisis de cumplimiento de reactiva sin equipos de compensación de potencia.

Para la red operando en los casos expuestos en el apartado 2.1, se muestran a continuación el comportamiento de la central y la absorción o aporte de reactiva de la misma.

La primera columna corresponde con los valores de potencia reactiva demandados según el código de red. Las siguientes columnas corresponden a la potencia reactiva que absorbe o suministra la central cuando la red se encuentran a $V=0,9 pu$, $V=1pu$ y $V=1,1 pu$ respectivamente. ΔQ nos muestra cuando la potencia reactiva de la planta es menor que la permitida y por lo tanto no estamos cumpliendo el código de red.

CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA EL MILAGRO 18 MW

Memoria descriptiva

Código red Q demandada	V = 0,9pu	ΔQ	V = 1 pu	ΔQ	V = 1,1 pu	ΔQ
Inductivo						
0	-0,25	0,250	-0,26	0,260	-0,28	0,280
-0,4558	-0,65	0,194	-0,63	0,174	-0,61	0,154
-1,3148	-1,6	0,285	-1,58	0,265	-1,56	0,245
-1,9722	-2,62	0,648	-2,6	0,628	-2,59	0,618
-2,6296	-3,69	1,060	-3,68	1,050	-3,65	1,020
-3,287	-4,83	1,543	-4,82	1,533	-4,78	1,493
-3,9444	-5,99	2,046	-5,98	2,036	-5,94	1,996
-4,6018	-7,27	2,668	-7,26	2,658	-7,21	2,608
-5,2592	-8,6	3,341	-8,54	3,281	-8,53	3,271
-5,9166	-9,93	4,013	-9,94	4,023	-9,87	3,953
-6,574	-11,4	4,826	-11,32	4,746	-11,32	4,746
Capacitivo						
0	0,25	0,250	0,26	0,260	0,28	0,280
0,4558	1,08	0,624	1,1	0,644	1,12	0,664
1,3148	1,86	0,545	1,88	0,565	1,9	0,585
1,9722	2,6	0,628	2,62	0,648	2,64	0,668
2,6296	3,29	0,660	3,3	0,670	3,32	0,690
3,287	3,89	0,603	3,94	0,653	3,96	0,673
3,9444	4,47	0,526	4,49	0,546	4,51	0,566
4,6018	5	0,398	5,02	0,418	5,05	0,448
5,2592	5,47	0,211	5,5	0,241	5,53	0,271
5,9166	5,85	-0,067	5,94	0,023	5,96	0,043
6,574	6,22	-0,354	6,26	-0,314	6,3	-0,274

Tabla 55. Resultados sin compensación de reactiva.

Los valores positivos indican que excedemos el valor requerido y por tanto estamos cumpliendo los requisitos. Valores negativos indican que quedamos por debajo de la demanda y por tanto hay que compensar.

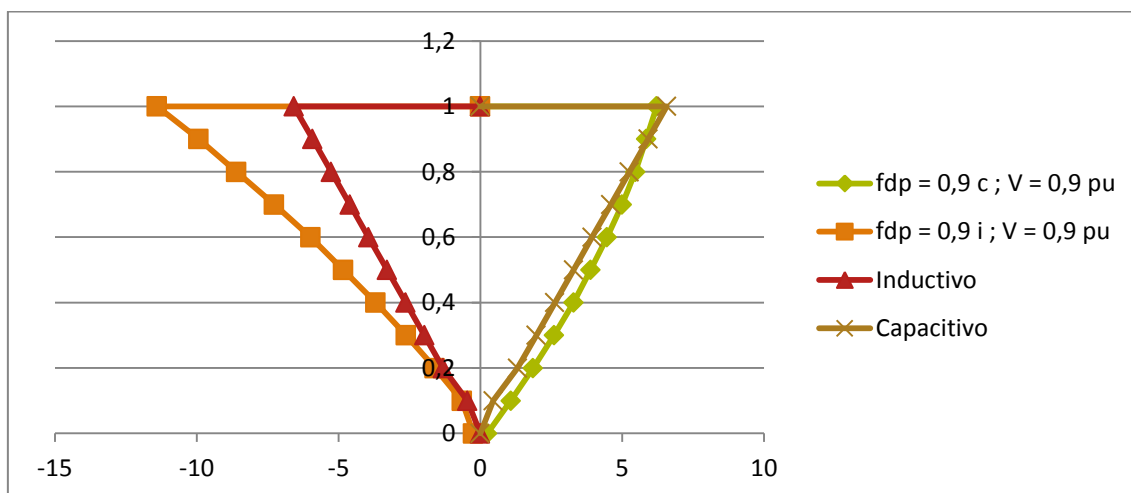


Figura 4. Gráfico P-Q_fdp = 0,9 V = 0,9 pu Sin compensación de reactiva

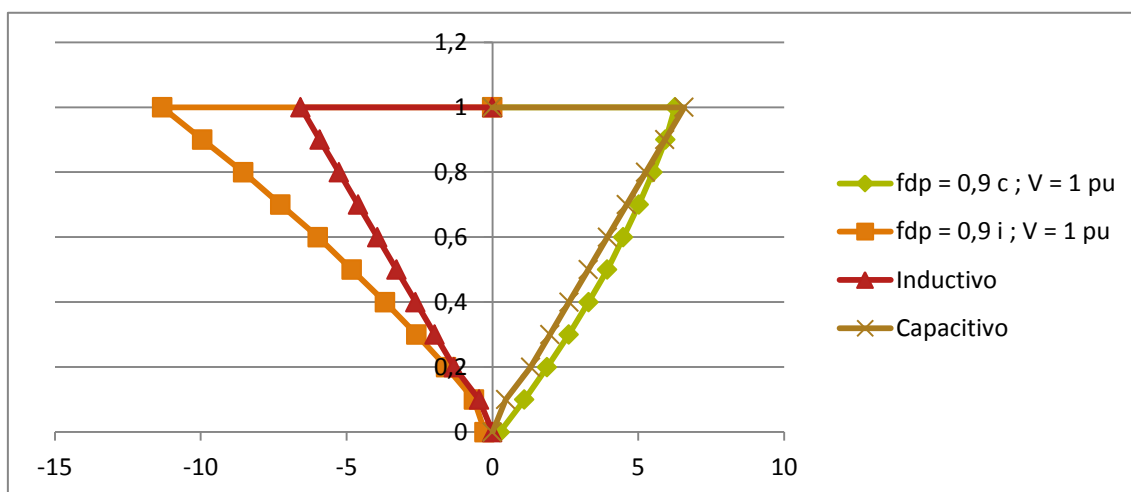


Figura 5. Gráfico P-Q_fdp = 0,9 V = 1 pu Sin compensación de reactiva

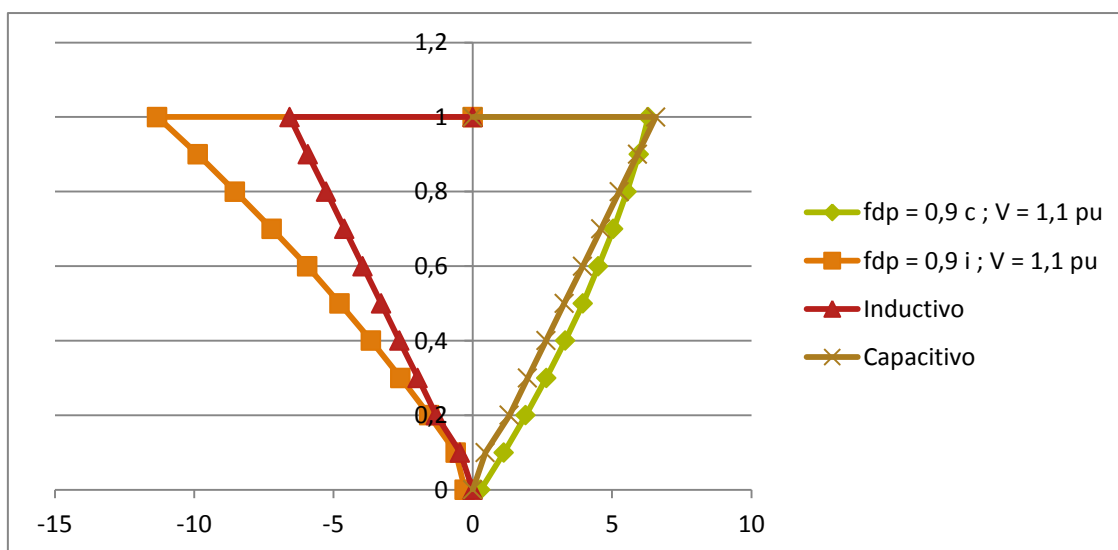


Figura 6. Gráfico P-Q_fdp = 0,9 V = 1,1 pu Sin compensación de reactiva

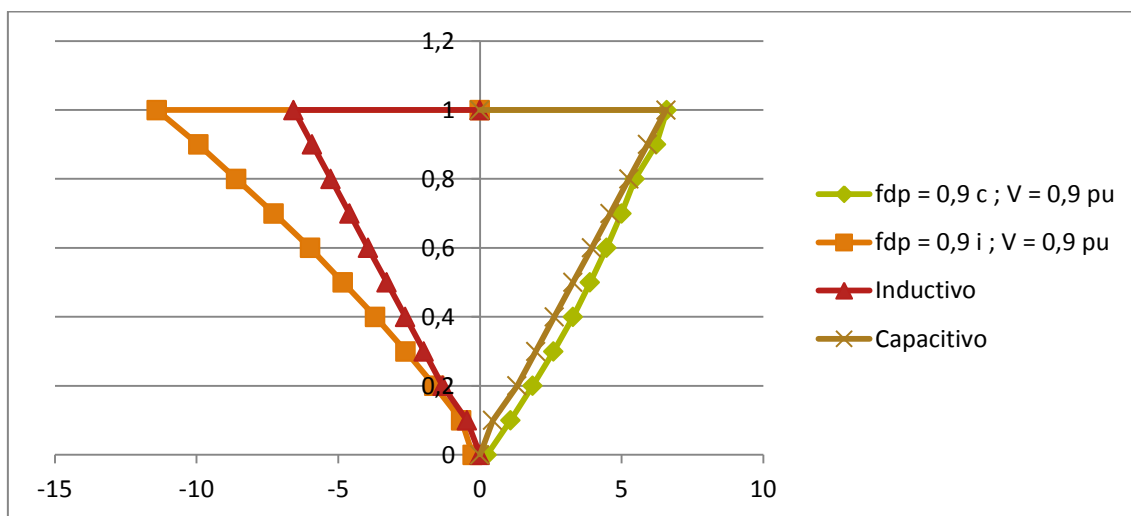
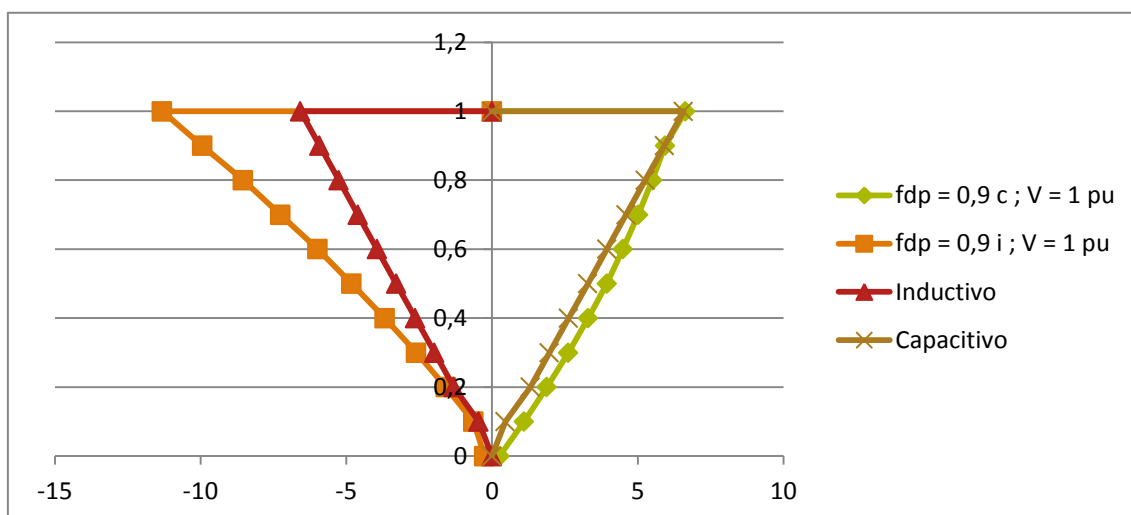
Como vemos en la tabla superior y en los gráficos, tenemos cuatro puntos de operación que se encuentran por debajo del valor mínimo de reactiva y que por lo tanto no cumplen los requisitos de reactiva. Se necesitan al menos 0,354 MVAR para cumplir con los requisitos.

4.2.3 Análisis de cumplimiento de reactiva con equipos de compensación de potencia

Puesto que la instalación no cumple los requisitos, es necesario, instalar una batería de condensadores de 0.4 MVAR. Así, nos queda la siguiente situación:

Código red Q demandada	V = 0,9pu	ΔQ	V = 1 pu	ΔQ	V = 1,1 pu	ΔQ
Inductivo						
0	-0,25	0,250	-0,26	0,260	-0,28	0,280
-0,4558	-0,65	0,194	-0,63	0,174	-0,61	0,154
-1,3148	-1,6	0,285	-1,58	0,265	-1,56	0,245
-1,9722	-2,62	0,648	-2,6	0,628	-2,59	0,618
-2,6296	-3,69	1,060	-3,68	1,050	-3,65	1,020
-3,287	-4,83	1,543	-4,82	1,533	-4,78	1,493
-3,9444	-5,99	2,046	-5,98	2,036	-5,94	1,996
-4,6018	-7,27	2,668	-7,26	2,658	-7,21	2,608
-5,2592	-8,6	3,341	-8,54	3,281	-8,53	3,271
-5,9166	-9,93	4,013	-9,94	4,023	-9,87	3,953
-6,574	-11,4	4,826	-11,32	4,746	-11,32	4,746
Capacitivo						
0	0,25	0,250	0,26	0,260	0,28	0,280
0,4558	1,08	0,624	1,1	0,644	1,12	0,664
1,3148	1,86	0,545	1,88	0,565	1,9	0,585
1,9722	2,6	0,628	2,62	0,648	2,64	0,668
2,6296	3,29	0,660	3,3	0,670	3,32	0,690
3,287	3,89	0,603	3,94	0,653	3,96	0,673
3,9444	4,47	0,526	4,49	0,546	4,51	0,566
4,6018	5	0,398	5,02	0,418	5,05	0,448
5,2592	5,47	0,211	5,5	0,241	5,53	0,271
5,9166	6,22	0,303	5,94	0,023	5,96	0,043
6,574	6,6	0,026	6,64	0,066	6,68	0,106

Tabla 56. Resultados de la compensación de reactiva.

Figura 7. Gráfico P-Q_ $f_{dp} = 0,9$ $V = 1$ pu Con compensación de reactivaFigura 8. Gráfico P-Q_ $f_{dp} = 0,9$ $V = 1$ pu Con compensación de reactiva

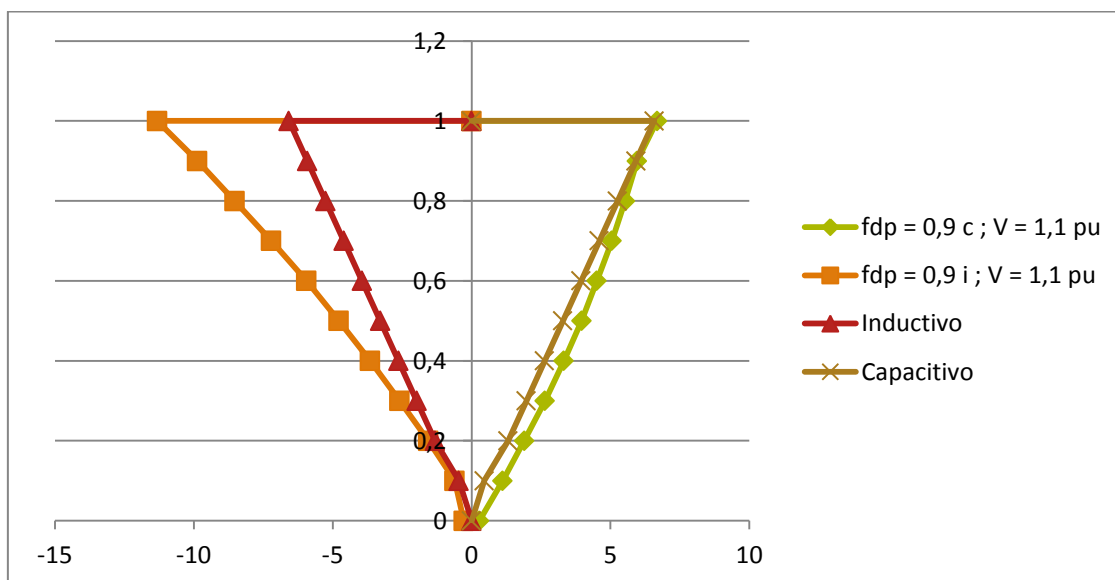


Figura 9. Gráfico P-Q_fdp = 0,9 V = 1,1 pu Con compensación de reactiva

Como se puede observar, se han corregido los valores que no cumplían y ahora todos los puntos se encuentran por encima de los valores demandados.

4.3 Estudio de cortocircuito

Con el objetivo de comprobar los cables de la central solar analizamos si el conductor es capaz de soportar el cortocircuito trifásico y si las pantallas de los cables son capaces de soportar el cortocircuito trifásico.

4.3.1 Metodología

Para realizar estas comprobaciones se ha partido de un modelo completo que es el modelo de flujo de cargas. Se ha modelado la red con los parámetros de cortocircuito de avenida 2020 ya que son los mayores valores.

4.3.2 Impacto en cables

El cortocircuito trifásico solo circula por los conductores de los cables por lo que hay que asegurar que la sección de los mismos es suficiente para soportar el esfuerzo térmico del cortocircuito.

Conductor	Tipo	I _{thr} (1s) kA	I _{thi} kA	I _{thj} kA
CT 11 - CT 10	3x(1x70 Al) 12/20kV	6,5	0,228	5,819
CT 12 - CT 11	3x(1x70 Al) 12/20kV	6,5	0,151	5,741
CT 13 - CT 12	3x(1x70 Al) 12/20kV	6,5	0,075	5,661
CT 14 - CT 15	3x(1x70 Al) 12/20kV	6,5	5,877	0,076
CT 15 - CT 10	3x(1x185 Al)	18	5,737	0,380
CT 16 - CT 15	3x(1x70 Al) 12/20kV	6,5	0,227	5,734
CT 17 - CT 16	3x(1x70 Al) 12/20kV	6,5	0,151	5,659

CT 18 - CT 17	3x(1x70 Al) 12/20kV	6,5	0,075	5,580
CT 2 - CT 1	3x(1x70 Al) 12/20kV	6,5	0,153	6,027
CT 3 - CT 2	3x(1x70 Al) 12/20kV	6,5	0,076	5,938
CT 4 - CT 5	3x(1x70 Al) 12/20kV	6,5	5,942	0,150
CT 5 - CT 1	3x(1x185 Al)	18	5,816	0,457
CT 6 - CT 5	3x(1x70 Al) 12/20kV	6,5	0,229	5,868
CT 6 - CT 7	3x(1x70 Al) 12/20kV	6,5	0,151	5,788
CT 7 - CT 8	3x(1x70 Al) 12/20kV	6,5	0,075	5,706
CT 9 - CT 4	3x(1x70 Al) 12/20kV	6,5	5,880	0,073
Ramal 1 MT	3x(1x185 Al)	18	5,698	0,690
Ramal 2 MT	3x(1x185 Al)	18	5,528	0,691

Tabla 57. Cortocircuito trifásico sobre los conductores

La tercera columna corresponde al valor garantizado por el fabricante en base a norma IEC 60909 a 1 segundo, mientras que las columnas cuarta y quinta son valores calculados al inicio y fin del tramo de cable en estudio.

Como podemos comprobar en la tabla anterior, la corriente de cortocircuito que soporta cada uno de los tipos de conductor (I_{thr}) es mayor que la corriente que circula por cada uno de los terminales del conductor (I_{th}). Esto quiere decir que todos los conductores pueden soportar el cortocircuito trifásico.

4.3.3 Pantalla

En caso de falta monofásica las corrientes de falta circulan por las pantallas. Vamos a asegurar que las pantallas pueden con el esfuerzo térmico.

Conductor	Tipo	I_{th_i} kA	I_{th_j} kA
CT 11 - CT 10	3x(1x70 Al) 12/20kV	0,506	0,502
CT 12 - CT 11	3x(1x70 Al) 12/20kV	0,502	0,500
CT 13 - CT 12	3x(1x70 Al) 12/20kV	0,500	0,498
CT 14 - CT 15	3x(1x70 Al) 12/20kV	0,501	0,504
CT 15 - CT 10	3x(1x185 Al)	0,504	0,506
CT 16 - CT 15	3x(1x70 Al) 12/20kV	0,504	0,501
CT 17 - CT 16	3x(1x70 Al) 12/20kV	0,501	0,499
CT 18 - CT 17	3x(1x70 Al) 12/20kV	0,499	0,497
CT 2 - CT 1	3x(1x70 Al) 12/20kV	0,511	0,504
CT 3 - CT 2	3x(1x70 Al) 12/20kV	0,504	0,501
CT 4 - CT 5	3x(1x70 Al) 12/20kV	0,503	0,508
CT 5 - CT 1	3x(1x185 Al)	0,508	0,511
CT 6 - CT 5	3x(1x70 Al) 12/20kV	0,508	0,503
CT 6 - CT 7	3x(1x70 Al) 12/20kV	0,503	0,500
CT 7 - CT 8	3x(1x70 Al) 12/20kV	0,500	0,499

CT 9 - CT 4	3x(1x70 Al) 12/20kV	0,501	0,503
Ramal 1 MT	3x(1x185 Al)	0,511	0,514
Ramal 2 MT	3x(1x185 Al)	0,506	0,514

Tabla 58. Cortocircuito monofásico sobre las pantallas

La pantalla más pequeña es de 10mm² y según fabricante Prysmian aguanta 1990A que es mayor que la máxima lcc que sale, por lo tanto, la pantalla cumple.

4.3.4 Barras

La corriente de falta trifásica en las barras determina el poder de corte de la aparamenta allí colocada.

Barra	Poder de corte kA	Ip kA	Ikss kA
Barra AT – SE	31,5	11,296	5,019
Barra MT – SE	25	16,619	6,257
Barra MT – CT 1	25	16,334	6,219
Barra MT – CT 2	25	14,961	6,096
Barra MT – CT 3	25	13,754	5,959
Barra MT – CT 4	25	14,505	6,020
Barra MT – CT 5	25	15,800	6,144
Barra MT – CT 6	25	14,537	6,023
Barra MT – CT 7	25	13,419	5,889
Barra MT – CT 8	25	12,426	5,743
Barra MT – CT 9	25	13,511	5,901
Barra MT – CT 10	25	15,503	6,101
Barra MT – CT 11	25	14,281	5,979
Barra MT – CT 12	25	13,199	5,844
Barra MT – CT 13	25	12,235	5,699
Barra MT – CT 14	25	13,796	5,895
Barra MT – CT 15	25	15,007	6,025
Barra MT – CT 16	25	13,855	5,901
Barra MT – CT 17	25	12,832	5,766
Barra MT – CT 18	25	11,917	5,621

Tabla 59. Cortocircuito trifásico sobre las barras

El poder de corte de cada equipo se compara con la Ikss. Vemos que en todos los casos es mayor por lo que no hay problema para soportar la corriente de cortocircuito que existirá.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Banco Mundial, «Gross national income per capita 2012, Atlas methos and PPP,» 1 de julio de 2013.
- [2] INEI, «Evolución de las exportaciones e importaciones del Perú,» 2013.
- [3] A. C. Tolcin, «Minerals Yearbook - Zinc,» 2011.
- [4] «Crecimiento sin recalentamiento: reto del próximo presidente de Perú,» *El Tiempo*, 2011 mayo 24.
- [5] *Perú, la segunda inflación más baja del mundo*, 2008.
- [6] Fondo Monetario Internacional, «Paíse por PIB (PPA) per cápita,» 2012.
- [7] INEI, «Disponibilidad de alumbrado eléctrico por red pública en viviendas particulares, según departamento, 2003-2012,» 2014.
- [8] Perú. Ministerio de energía y minas, «Capacidad instalada de generación de energía,» 2013.
- [9] M. Genossenschaft, «Meteonorm V7.1.1.122,» Berna, Suiza.
- [10] CNPV, *CNPV-290P-295P-300P-305P Optimal Premium Series*.
- [11] D. Fuentes, *Estudio comparativo de una instalación fotovoltaica de 10MW en condiciones de selva amazonica en Iquitos..*
- [12] «Autosolar,» [En línea]. Available: <http://autosolar.es/blog/tecnica/item/216-silicio-policristalino>.
- [13] A. B. Bautista, *Electrónica industrial*.
- [14] SMA, *Sunny Central*.
- [15] J. Alonso-Martínez, *Ingeniería Energética*.
- [16] J. F. Mora, *Máquinas Eléctricas*.

- [17] Prysmian, *Catalogo_MT_Prysmian_2013*.
- [18] SIEMENS, «<http://www.energy.siemens.com/hq/en/sustainable-energy/>,» [En línea].
- [19] Perú. Ministerio de energía y minas. Dirección general de electricidad, «Código nacional de electricidad - Suministro,» 2001.
- [20] SIEMENS, *Transformadores de protección y medida*.
- [21] J. Llavina, *Diseño de las subestaciones eléctricas de una línea ferroviaria*.
- [22] L. S. Barrante, *Diseño del sistema de protección y control de subestaciones eléctricas*.
- [23] ABB, «<http://new.abb.com/high-voltage>,» [En línea].
- [24] A. Granero, *Análisis comparativo de los grupos de conexión mas importantes*.
- [25] Desconocido, «Puesta a tierra del sistema,» 2006/2007.
- [26] MESA, *Celdas blindadas con aislamiento SF6 - CBGS0*.
- [27] ICAI, Proyecto y construcción de infraestructuras eléctricas de alta tensión.
- [28] EDP - HC Energía, Conductores Desnudos de Aluminio Acero para líneas eléctricas aéreas, ED. 5.
- [29] F. M. Gonzalez-Longgat, *Flujo de potencia*.
- [30] D. G. Marcial, *Análisis de cortocircuito*.

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



PROYECTO FIN DE CARRERA

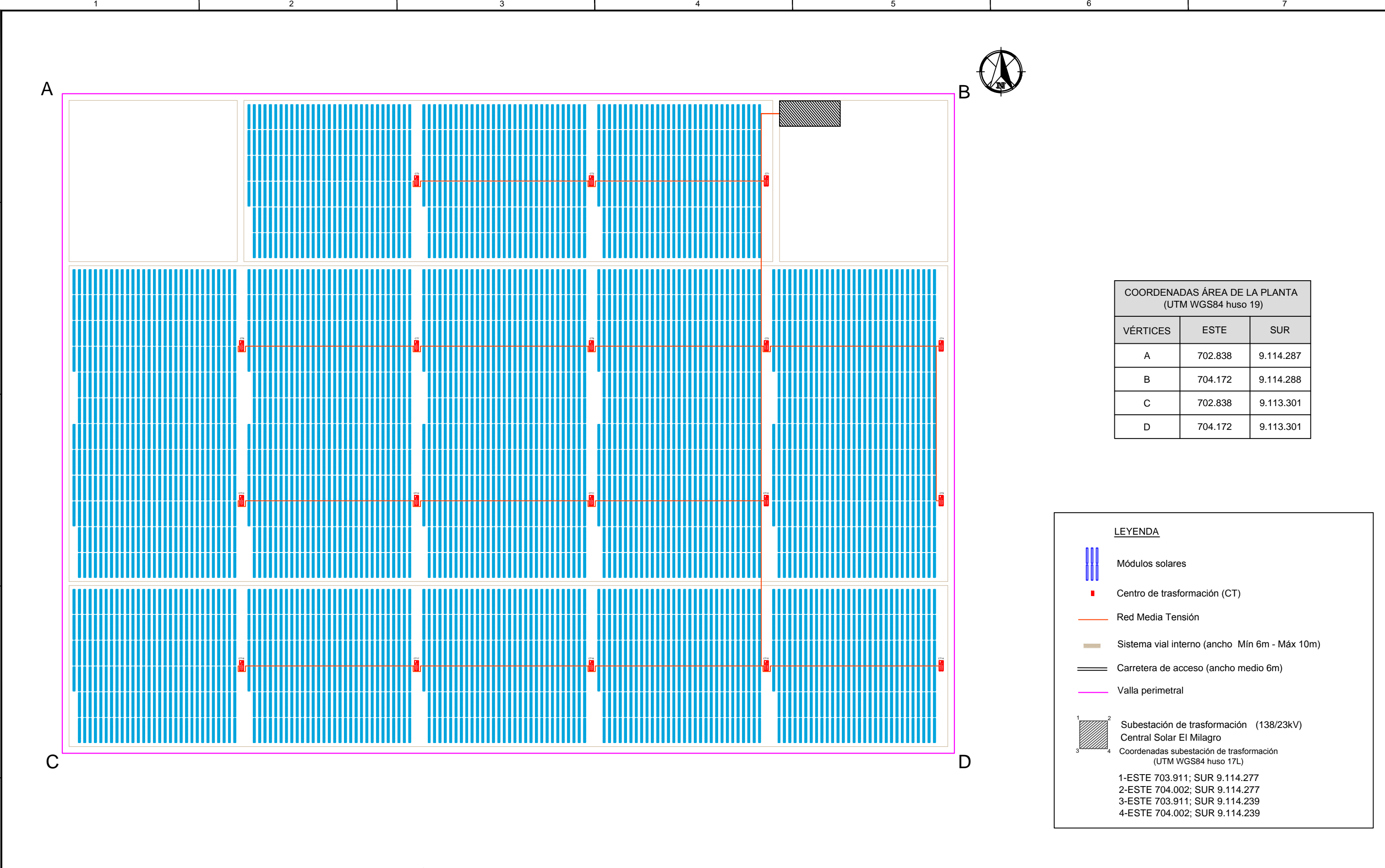
INGENIERIA INDUSTRIAL

**CONEXIONADO A RED DE UNA PLANTA
FOTOVOLTAICA DE 18MW EN LA
LIBERTAD – PERÚ**

ANEXO I - PLANOS

AUTOR: Natalia Calvo Marín
TUTOR: Pablo Ledesma Larrea

Madrid, a 9 de junio de 2015



COORDENADAS ÁREA DE LA PLANTA (UTM WGS84 huso 19)		
VÉRTICES	ESTE	SUR
A	702.838	9.114.287
B	704.172	9.114.288
C	702.838	9.113.301
D	704.172	9.113.301


LEYENDA



Módulos solares



Centro de transformación (CT)



Red Media Tensión



Sistema vial interno (ancho Mín 6m - Máx 10m)



Carretera de acceso (ancho medio 6m)

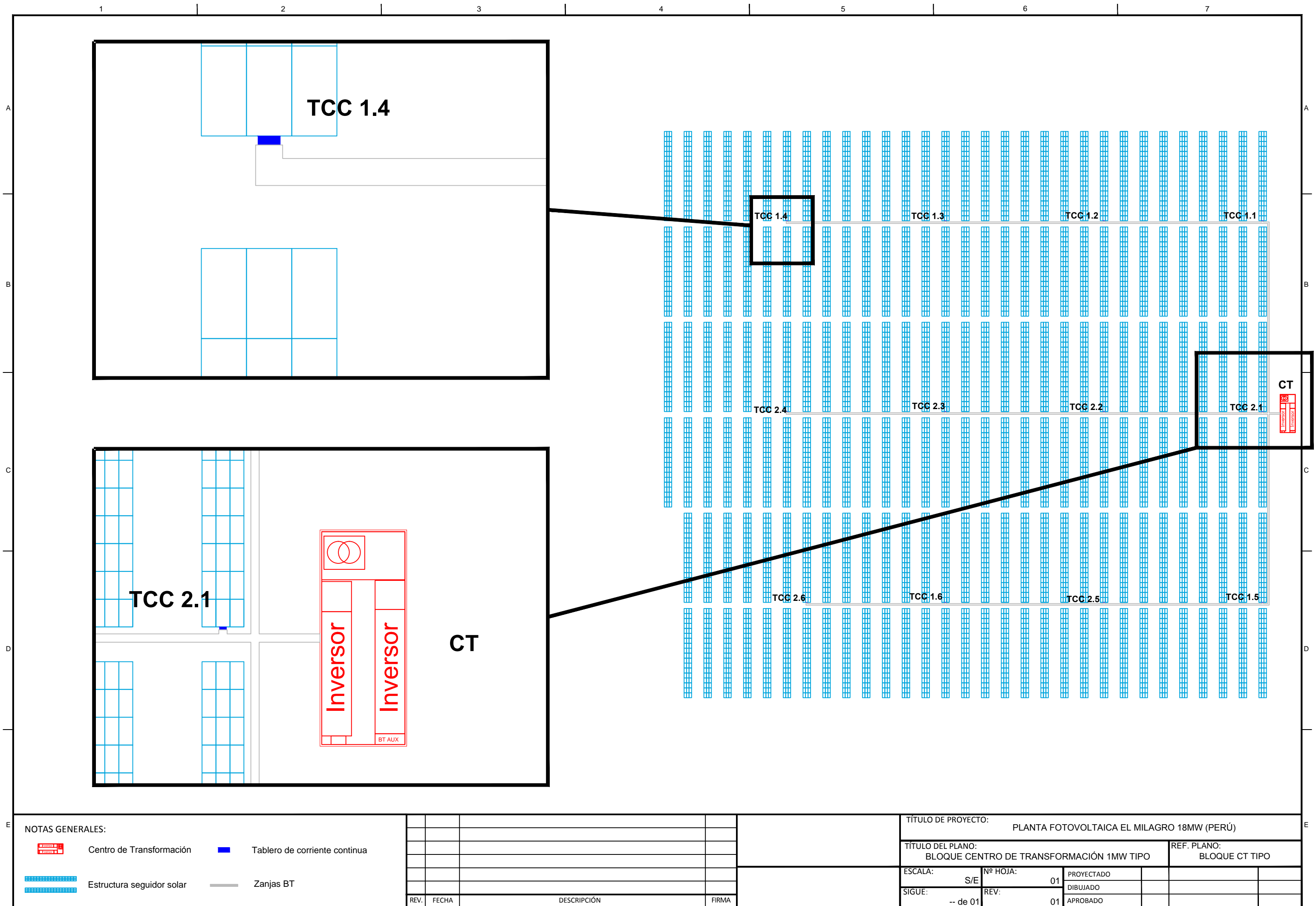


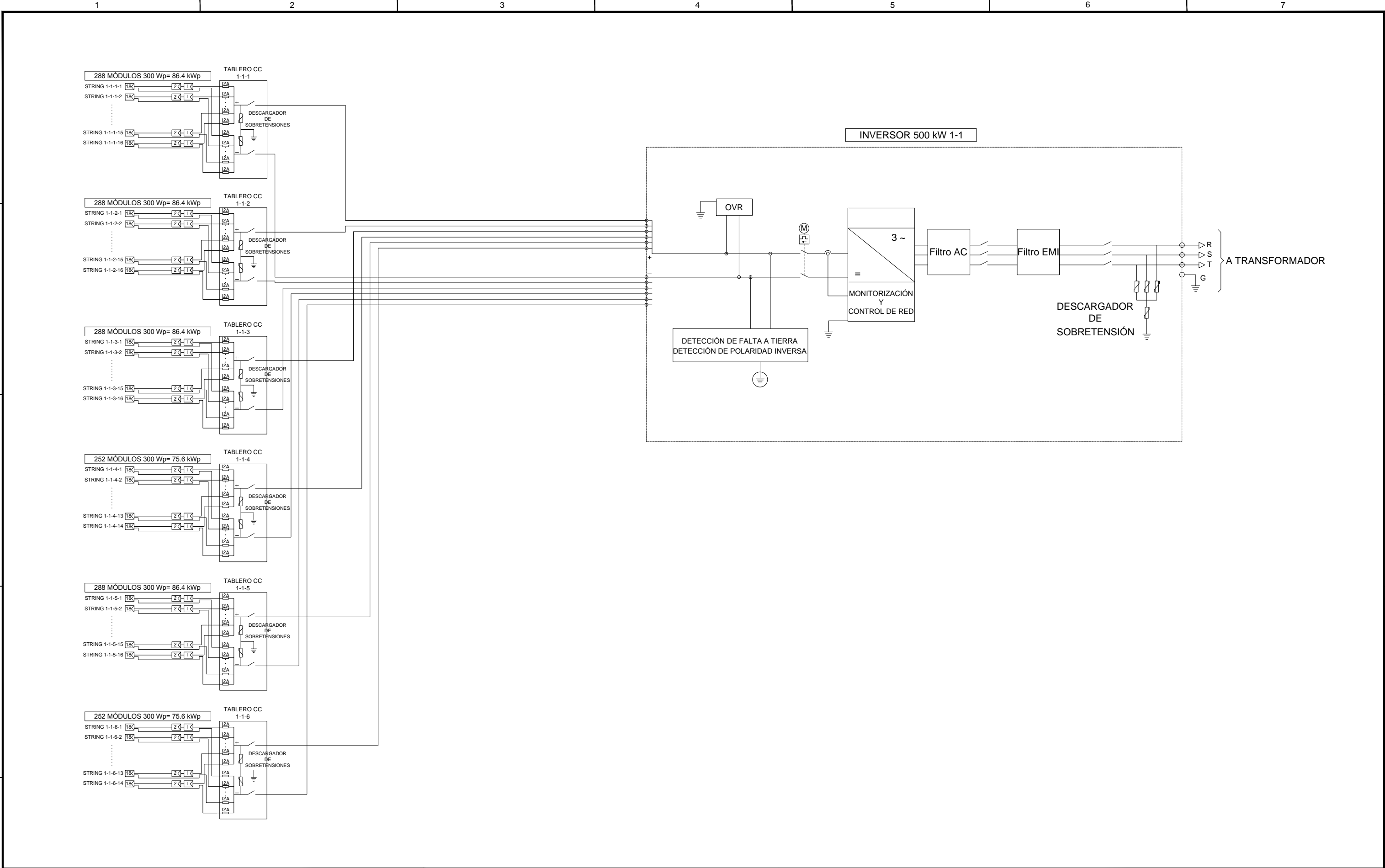
Valla perimetral



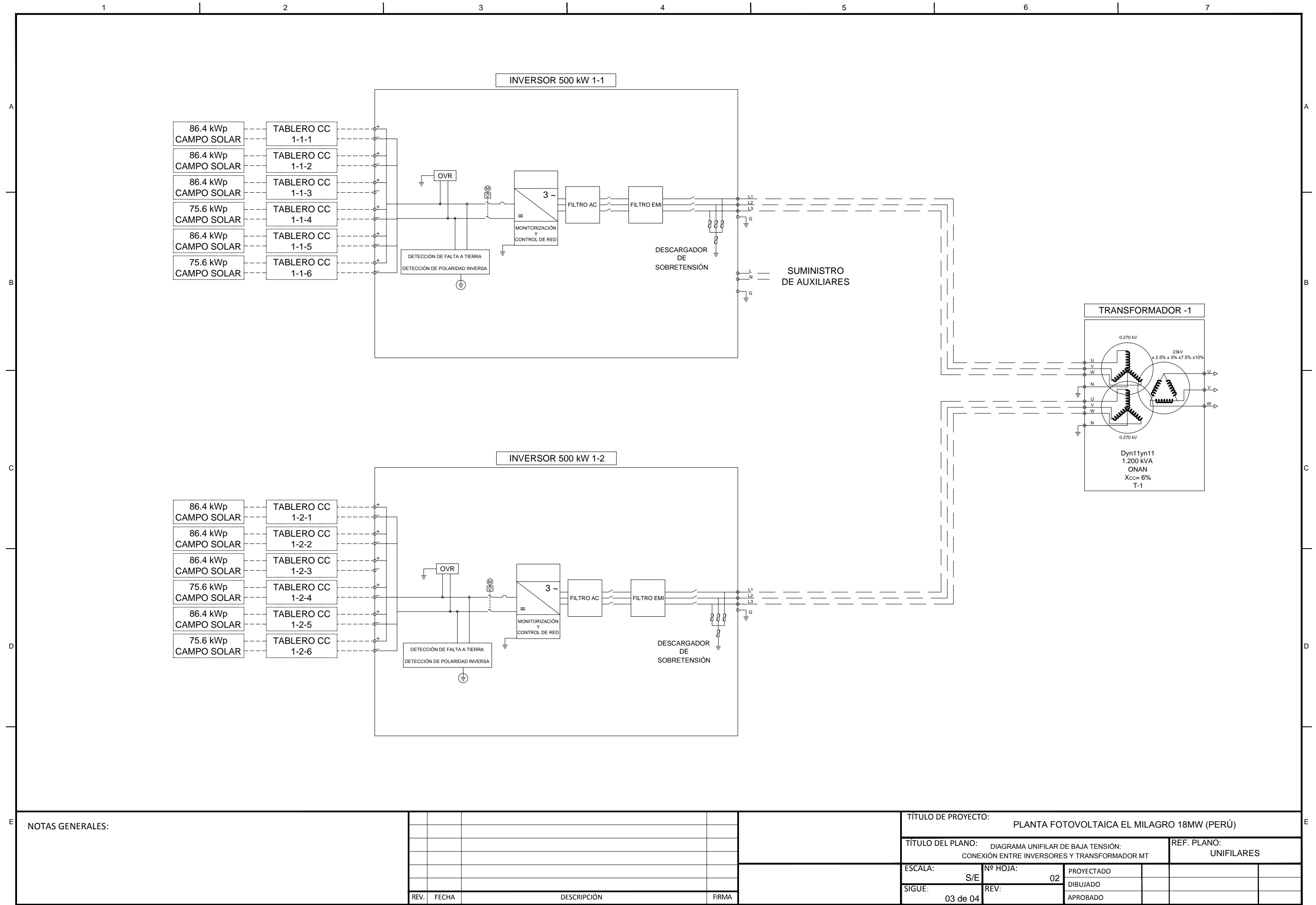
Subestación de transformación (138/23kV)
Central Solar El Milagro
Coordenadas subestación de transformación
(UTM WGS84 huso 17L)
1-ESTE 703.911; SUR 9.114.277
2-ESTE 704.002; SUR 9.114.277
3-ESTE 703.911; SUR 9.114.239
4-ESTE 704.002; SUR 9.114.239

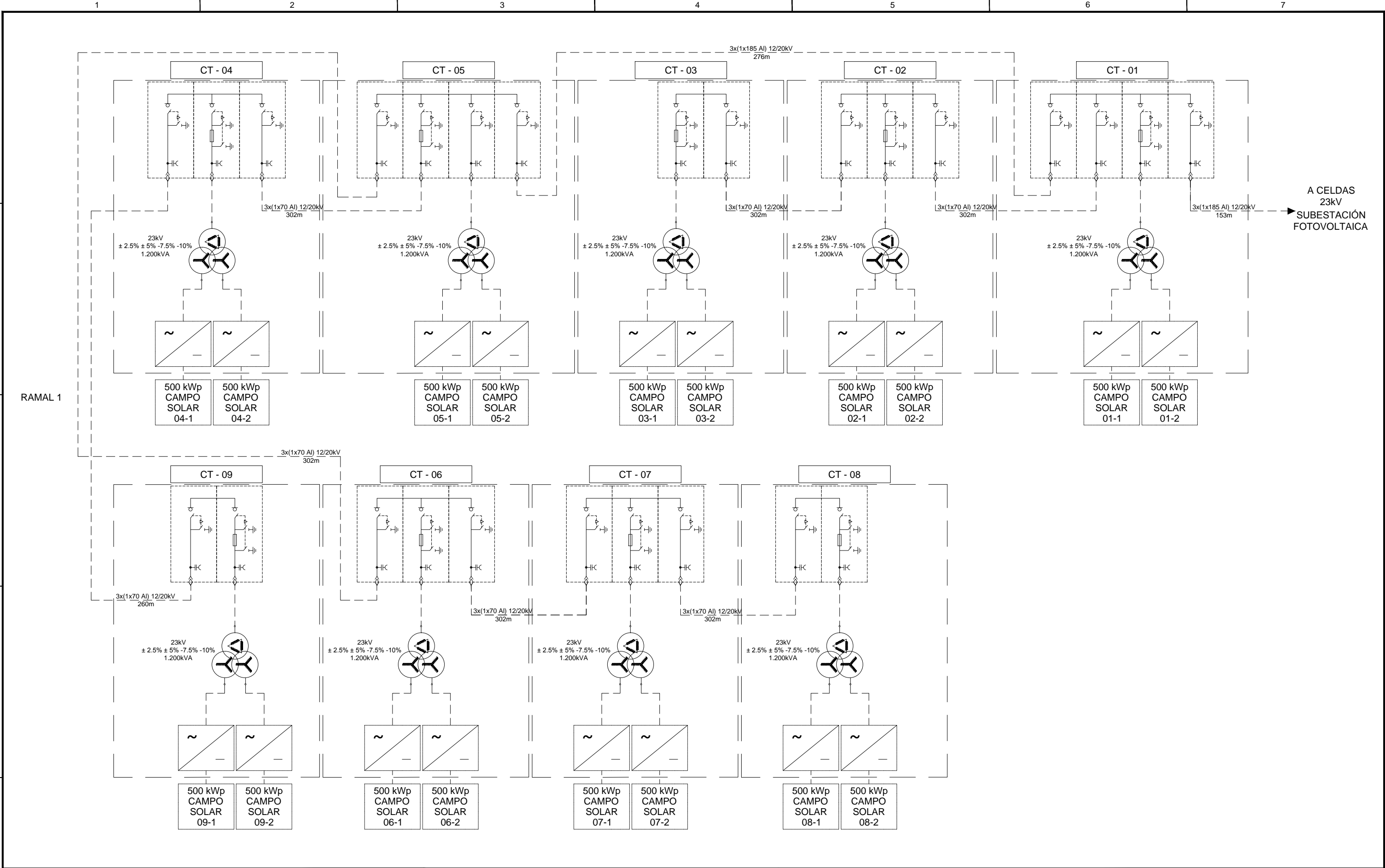
NOTAS GENERALES: Módulo Fotovoltaico policristalino (300Wp) N° módulos = 59.616 Ángulo de inclinación = 0° Potencia máxima estimada = 18 MW Azimut = 0° Seguidor solar a 1 eje (N-S)					TÍTULO DE PROYECTO: PLANTA FOTOVOLTAICA EL MILAGRO 18MW (PERÚ)				
					TÍTULO DEL PLANO: LAYOUT				REF. PLANO: LAYOUT
					ESCALA: 1/5.000	Nº HOJA: 01	PROYECTADO		
					SIGUE: -- de 01	REV: 01	DIBUJADO		
							APROBADO		
	REV.	FECHA	DESCRIPCIÓN		FIRMA				



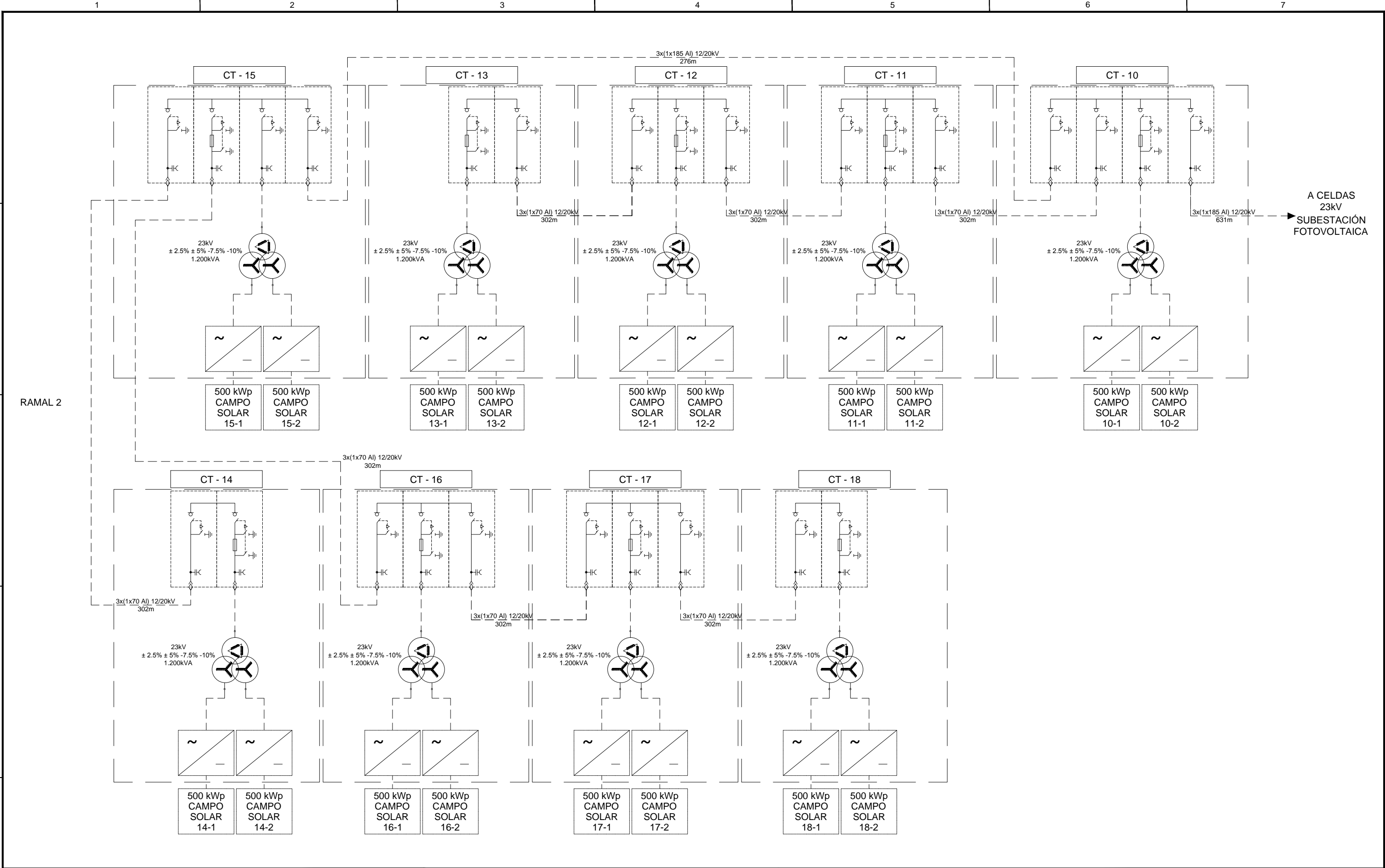


NOTAS GENERALES:					TÍTULO DE PROYECTO: PLANTA FOTOVOLTAICA EL MILAGRO 18MW (PERÚ)				
					TÍTULO DEL PLANO: DIAGRAMA UNIFILAR DE BAJA TENSIÓN: CONEXIÓN ENTRE CAMPO SOLAR E INVERSORES				REF. PLANO: UNIFILARES
					ESCALA:	Nº HOJA:	PROYECTADO		
					SIGUE:	REV:	DIBUJADO		
					02 de 04		APROBADO		
	REV.	FECHA	DESCRIPCIÓN		FIRMA				





NOTAS GENERALES: RED DE MEDIA TENSIÓN: 23 kV • RAMAL 1: 9 MWac CT = CENTRO DE TRANSFORMACIÓN						TÍTULO DE PROYECTO: PLANTA FOTOVOLTAICA EL MILAGRO 18MW (PERÚ)						
							TÍTULO DEL PLANO: DIAGRAMA UNIFILAR: RED DE MEDIA TENSIÓN 23 kV				REF. PLANO: UNIFILARES	
							ESCALA:	Nº HOJA:	PROYECTADO			
							S/E	03	DIBUJADO			
							SIGUE:	REV:	APROBADO			
							04 de 04					
	REV.	FECHA	DESCRIPCIÓN			FIRMA						



NOTAS GENERALES:

RED DE MEDIA TENSIÓN: 23 kV

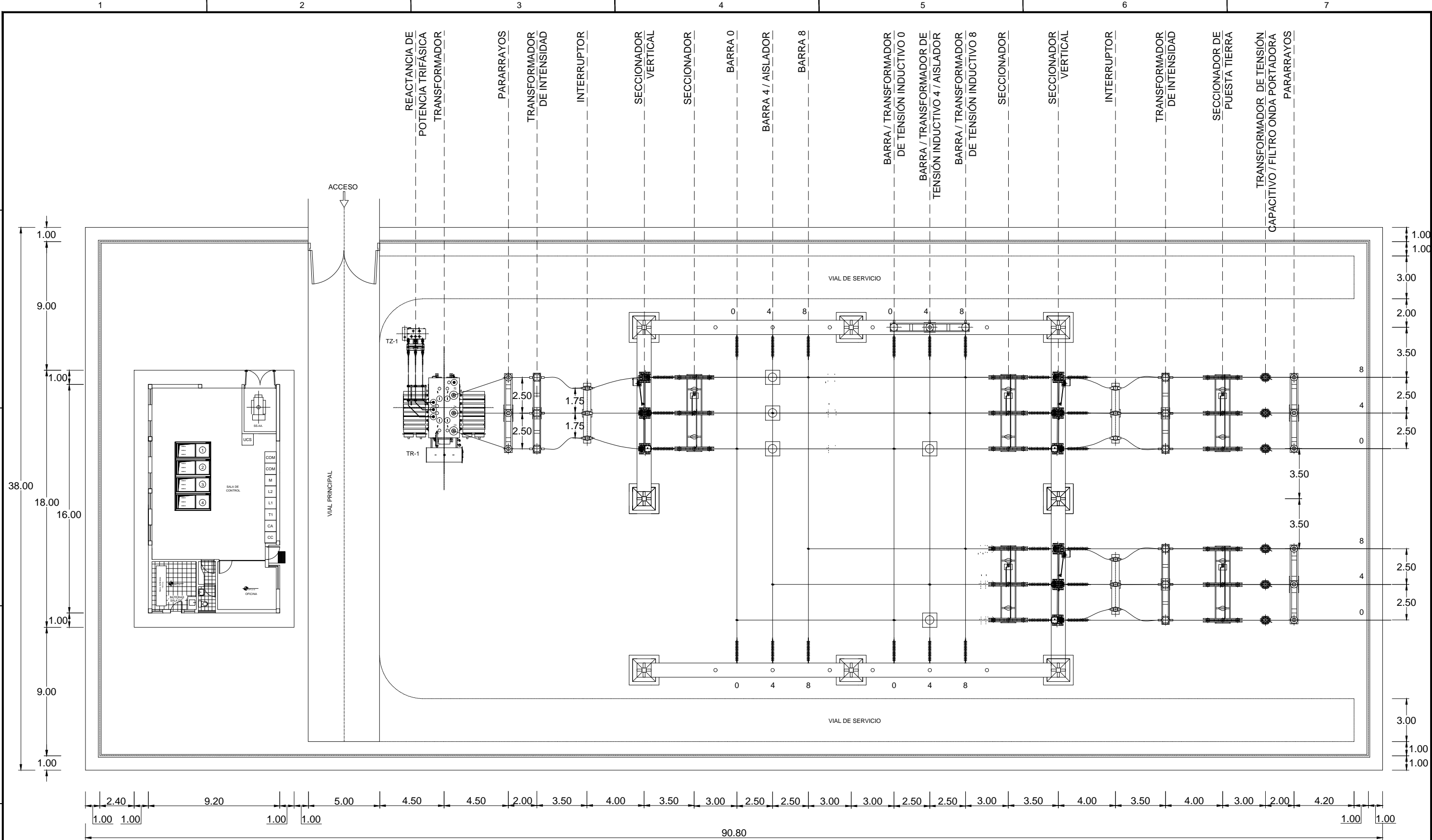
- RAMAL 2: 9 MWac

CT = CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

REV.	FECHA	DESCRIPCIÓN	FIRMA

TÍTULO DE PROYECTO: PLANTA FOTOVOLTAICA EL MILAGRO 18MW (PERÚ)					
TÍTULO DEL PLANO: DIAGRAMA UNIFILAR: RED DE MEDIA TENSIÓN 23 kV				REF. PLANO: UNIFILARES	
ESCALA:	S/E	Nº HOJA:	04	PROYECTADO	
SIGUE:	-- de 04	REV:		DIBUJADO	
				APROBADO	

DIN-A3



NOTAS GENERALES: <ul style="list-style-type: none">Dimensiones en metros.					TÍTULO DE PROYECTO: SUBESTACIÓN EL MILAGRO 18MWp (PERÚ)				
					TÍTULO DEL PLANO: DISPOSICIÓN DE EQUIPOS PLANTA				REF. PLANO: PLANTA
					ESCALA: 1:250	Nº HOJA: 01	PROYECTADO		
					SIGUE: -- de 01	REV: 01	DIBUJADO		
	REV.	FECHA	DESCRIPCIÓN		FIRMA		APROBADO		



- Dimensiones en metros.

REV.	FECHA	DESCRIPCIÓN	FIRMA

TÍTULO DE PROYECTO:		SUBESTACIÓN EL MILAGRO 18MWp (PERÚ)			
TÍTULO DEL PLANO:		DISPOSICIÓN DE EQUIPOS CORTES		REF. PLANO: SECCIONES	
ESCALA:	Nº HOJA:	01	PROYECTADO		
			DIBUJADO		
SIGUE:	REV:	01	APROBADO		
-- de 01					

Technical drawing of a 138 kV line post. The drawing shows a vertical post with three cross-arms, each supporting a string of disc insulators. The dimensions are as follows:

- Overall height: 21.00
- Height from base to the first cross-arm: 2.70
- Height between the first and second cross-arms: 14.00
- Height between the second and third cross-arms: 2.00
- Height from the top of the post to the third cross-arm: 0.30
- Horizontal distance from the center of the post to each cross-arm: 1.80
- Horizontal distance between the two outer insulator strings at the top cross-arm: 1.80
- Horizontal distance from the center of the post to the inner insulator string at the bottom cross-arm: 0.50

The insulators are labeled: AISLADOR TIPO "LINEPOST" PARA 138 kV.

AISLADOR TIPO "LINEPOST"
PARA 138 kV

0.30

2.00

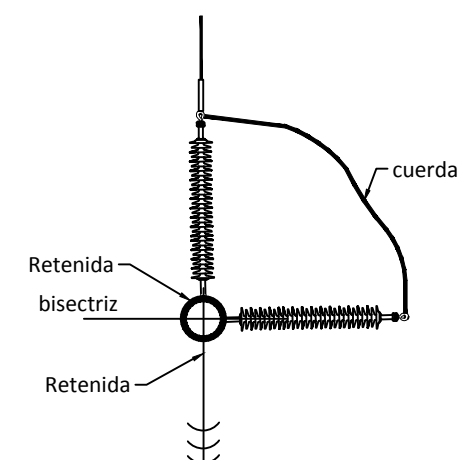
2.00

2.00

14.00

2.70

21.00



REV.	FECHA	DESCRIPCIÓN	FIRMA

ESCALA:	Nº HOJA:	PROYECTADO			
S/E	01	DIBUJADO			
SIGUE:	REV:	APROBADO			
-- de 01	01				

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



PROYECTO FIN DE CARRERA

INGENIERIA INDUSTRIAL

**CONEXIONADO A RED DE UNA PLANTA
FOTOVOLTAICA DE 18MW EN LA
LIBERTAD – PERÚ**

ANEXO II - CÁLCULOS

AUTOR: Natalia Calvo Marín

TUTOR: Pablo Ledesma Larrea

Madrid, a 9 de junio de 2015

ÍNDICE

1	PLANTA FOTOVOLTAICA.....	6
1.1	Dimensionamiento de la planta	6
1.2	Secciones cables de MT	7
1.2.1	Criterios de diseño	7
1.2.2	Cálculos	7
1.2.3	Resultados.....	8
2	SUBESTACIÓN	9
2.1	Dimensionamiento del conductor de barras	9
2.1.1	Intensidad máxima admisible	9
2.1.2	Capacidad del conductor por cortocircuito	9
2.1.3	Metodología de cálculo.....	10
2.1.4	Resultados.....	11
2.2	Dimensionamiento del interruptor de alta tensión.....	11
2.2.1	Cálculos	11
2.2.2	Resultados.....	12
2.3	Dimensionamiento del seccionador de alta tensión	12
2.3.1	Cálculos	12
2.3.2	Resultados.....	13
2.4	Dimensionamiento del cable aislado	13
2.4.1	Criterios de diseño	14
2.5	Transformador de potencia	15
2.5.1	Cálculos	15
2.5.2	Resultados.....	15
2.6	Reactancia de puesta a tierra	16
2.6.1	Cálculo de la potencia en falla	17
2.6.2	Cálculo de la potencia continua.....	17
2.6.3	Cálculo de la impedancia de cortocircuito.....	17
2.6.4	Resultados.....	18

CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA EL MILAGRO 18 MW

Anexo de cálculo

3	LÍNEA ELÉCTRICA	19
3.1	Resistencia eléctrica de la línea	19
3.2	Reactancia del conductor	19
3.3	Capacidad media de la línea	19
3.4	Pérdidas de potencia.....	20
3.5	Caída de tensión.....	20
3.6	Efecto corona	21
3.7	Intensidad nominal máxima.....	22
3.8	Resultados.....	22

CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA EL MILAGRO 18 MW

Anexo de cálculo

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.	CARACTERÍSTICAS MÓDULO FOTOVOLTAICO EN CONDICIONES ESTÁNDAR.	6
TABLA 2.	CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LOS INVERSORES.....	6
TABLA 3.	RESULTADO SECCIONES RAMAL 1.....	8
TABLA 4.	RESULTADO SECCIONES RAMAL 2.....	8
TABLA 5.	INTERRUPTOR SISTEMA 138 KV	12
TABLA 6.	SECCIONADOR SISTEMA 138 KV	13
TABLA 7.	TRANSFORMADOR DE POTENCIA	16
TABLA 8.	FACTOR DE POTENCIA EN FALLA FRENTE A POTENCIA CONTINUA.....	17
TABLA 9.	PARÁMETROS DE LA LÍNEA ELÉCTRICA	22

1 PLANTA FOTOVOLTAICA

1.1 Dimensionamiento de la planta

Las características del módulo que necesitamos para el cálculo son las siguientes:

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	MÓDULO
Potencia	300 Wp
Corriente máxima potencia (I _{mpp})	8 A
Tensión de máxima potencia (V _{mpp})	37.60 V
Corriente de cortocircuito (I _{cc})	8.5 A
Tensión de circuito abierto (V _{oc})	45.2 V
Tensión máxima del sistema (VDC)	1000 V
Valor máximo de fusible en serie	20 A

Tabla 1. Características módulo fotovoltaico en condiciones estándar.

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	INVERSOR
Entrada	
Potencia del inversor	500 kW
Tensión máxima	1000 Vdc
Corriente máxima	1250 A

Tabla 2. Características eléctricas de los inversores.

La planta fotovoltaica generará 18 MW de potencia.

$$n_p \cdot I_{mpp} \cdot n_s \cdot V_{mpp} \approx 500 \cdot 10^3$$

$$n_p \cdot I_{cc} \leq 1250 \text{ A}$$

$$n_s \cdot V_{oc} \leq 1000 \text{ V}$$

Resolviendo nos queda

$$n_p \leq \frac{1250}{8,5} \rightarrow n_p \leq 147,059$$

$$n_s \leq \frac{1000}{45,2} \rightarrow n_s \leq 22,12$$

Tomamos $n_s = 18$ y $n_p = 92$ por tanto, cada inversor tendrá:

$$n_T = 1656 \text{ módulos}$$

Teniendo en cuenta que se van a instalar 36 inversores, el número de módulos fotovoltaicos instalable en el área identificada es de 59.616 módulos. Cada módulo

dispone de una potencia en condiciones estándar de 300 Wp generando así la central solar 17.88 MWp

El campo fotovoltaico consistirá en 18 sub-campos con una potencia de aproximadamente 1 MWac caracterizados por la misma geometría y arquitectura eléctrica cada uno. Cada centro de transformación elevará la tensión a 23 kV con una potencia nominal de 1 MW.

En cada subcampo, en una posición central, está prevista la cabina de conversión y la transformación BT/MT (5,40m x 3,00m x 3,62m) en la que se incluyen dos inversores de 500 kW, un transformador de 1000 kVA y las celdas de 23kV.

1.2 Secciones cables de MT

Para evacuar la energía generada en el generador fotovoltaico, se instalarán dos líneas de subtransmisión colectoras de media tensión de 10 MWac en 23 kV que interconecten cada estación transformadora hasta la subestación de la central solar.

Las líneas de subtransmisión colectoras de MT irán directamente enterrados y tendrán aislamiento XLPE.

1.2.1 Criterios de diseño

Para escoger la sección de cable más apropiada se tendrán en cuenta los siguientes criterios eléctricos:

- Caída de tensión

La caída de tensión máxima para la sección escogida no sobrepasará el 5%.

- Pérdida de potencia

Se tendrá en cuenta que la pérdida de potencia no supere el 2% de la potencia nominal en ningún caso.

1.2.2 Cálculos

- Caída de tensión

Vamos a calcular la caída de tensión mediante la fórmula:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi)$$

donde:

I corriente nominal

R resistencia del conductor en corriente alterna

X reactancia media para el circuito

L longitud de la línea (km)

CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA EL MILAGRO 18 MW

Anexo de cálculo

- Pérdidas

Para calcular las pérdidas aplicamos la fórmula:

$$P = 3 \cdot R \cdot I^2$$

donde:

I corriente nominal

R resistencia del conductor en corriente alterna

L longitud de la línea

1.2.3 Resultados

RAMAL 1			SECCIÓN	CAÍDA DE TENSIÓN		PÉRDIDA DE POTENCIA	
CONEXIÓN	LONG.	I Max.	Cable (Sq.mm)	V	%	kW	%
ST - CT 1	153 m	225,9 A	3x(1x185 Al)	12,66	0,06%	11,890	0,03%
CT 1 - CT 2	302 m	50,2 A	3x(1x70 Al)	14,93	0,06%	3,115	0,01%
CT 2 - CT 3	302 m	25,1 A	3x(1x70 Al)	7,46	0,03%	0,779	0,00%
CT 1 - CT 5	276 m	150,6 A	3x(1x185 Al)	15,25	0,07%	9,547	0,02%
CT 5 - CT 4	302 m	50,2 A	3x(1x70 Al)	14,93	0,06%	3,115	0,01%
CT 4 - CT 9	260 m	25,1 A	3x(1x70 Al)	6,43	0,03%	0,671	0,00%
CT 5 - CT 6	302 m	75,3 A	3x(1x70 Al)	22,39	0,10%	7,010	0,02%
CT 6 - CT 7	302 m	50,2 A	3x(1x70 Al)	14,93	0,06%	3,115	0,01%
CT 7 - CT 8	302 m	25,1 A	3x(1x70 Al)	7,46	0,03%	0,779	0,00%
TOTAL	2.501 m			116,44	0,51%	40,02	0,09%

Tabla 3. Resultado secciones ramal 1

RAMAL 2			SECCIÓN	CAÍDA DE TENSIÓN		PÉRDIDA DE POTENCIA	
CONEXIÓN	LONG.	I Max.	Cable (Sq.mm)	V	%	kW	%
ST - CT 10	631 m	225,9 A	3x(1x185 Al)	52,35	0,23%	49,161	0,11%
CT 10 - CT 11	302 m	75,3 A	3x(1x70 Al)	22,39	0,10%	7,010	0,02%
CT 11 - CT 12	302 m	50,2 A	3x(1x70 Al)	14,93	0,06%	3,115	0,01%
CT 12 - CT 13	302 m	25,1 A	3x(1x70 Al)	7,46	0,03%	0,779	0,00%
CT 10 - CT 15	276 m	125,5 A	3x(1x185 Al)	12,71	0,06%	6,630	0,02%
CT 15 - CT 14	302 m	25,1 A	3x(1x70 Al)	7,46	0,03%	0,779	0,00%
CT 15 - CT 16	302 m	75,3 A	3x(1x70 Al)	22,39	0,10%	7,010	0,02%
CT 16 - CT 17	302 m	50,2 A	3x(1x70 Al)	14,93	0,06%	3,115	0,01%
CT 17 - CT 18	302 m	25,1 A	3x(1x70 Al)	7,46	0,03%	0,779	0,00%
TOTAL	3.022 m			162,09	0,70%	78,38	0,18%

Tabla 4. Resultado secciones ramal 2

2 SUBESTACIÓN

2.1 Dimensionamiento del conductor de barras

2.1.1 Intensidad máxima admisible

La intensidad máxima, que consideramos que puede circular por los conductores de barras de la subestación estudiada es la correspondiente al transformador de potencia más la potencia de la línea eléctrica existente que va a ser seccionada. El transformador es de 26MVA y la capacidad de la línea, obtenida de la base de datos del SEIN es de 100MVA. Con vista a posibles modificaciones en el estado de la red, vamos a considerar 150MVA a la hora de hacer los cálculos.

Para su cálculo utilizamos la siguiente expresión:

$$I_s = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V_n}$$

Donde:

S potencia en MVA

V_n tensión nominal en kV

I_s intensidad en A

Para 150 MVA obtenemos:

$$I_s = 627 \text{ A}$$

La intensidad máxima admisible que admite un cable AAAC 283 mm² es de 663 A. Este valor es superior a la intensidad de cálculo de 627 A, por tanto desde el punto de vista de la intensidad máxima admisible, el conductor elegido es correcto.

2.1.2 Capacidad del conductor por cortocircuito

Estos cálculos tienen por objeto verificar la capacidad de los conductores de soportar por tiempos muy breves el calor generado por los cortocircuitos.

El aumento de temperatura en el conductor a causa de un cortocircuito es función del tiempo de duración del mismo, del equivalente térmico para las corrientes de corta duración y del material del conductor. Para el cálculo del aumento de temperatura del conductor se supone que las pérdidas de calor durante un cortocircuito son bajas y se considera que el calentamiento es adiabático.

2.1.3 Metodología de cálculo

1. Determinar la capacidad del conductor, debido a los esfuerzos térmicos, de acuerdo con la norma IEEE Std-80 2000.

$$I = A \cdot \sqrt{\left[\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t_c \cdot \alpha_r \cdot \rho_r} \right] \cdot \ln \left(\frac{K0 + Tm}{K0 + Ta} \right)}$$

Donde:

I	Corriente rms en kA
A	Sección del conductor en mm ²
Tm	Temperatura máxima en °C
Ta	Temperatura ambiente en °C
Tr	Temperatura referencial del material, en °C
α_r	Coeficiente de resistividad, a temperatura Tr , en 1/°C
ρ_r	Resistividad del conductor a temperatura Tr, en $\mu\Omega\cdot\text{cm}$
Ko	$(1/\alpha_r) - Tr$, en °C
tc	Tiempo de duración del cortocircuito, en s.
TCAP	Factor de capacidad térmica que depende del material del conductor en J/(cm ³ · °C)

2. Describir las características de los conductores en análisis, para este caso en particular se está analizando el siguiente conductor:

Sección	283 mm ²
Tipo de Conductor	AAAC
Material	Aluminio

3. Tiempo de duración del cortocircuito (seg)

Se va efectuar los cálculos correspondientes para un tiempo de despeje de falla de 0,5 y 1 seg.

4. De acuerdo con la Tabla 1 – Material Constants de la norma IEEE Std 80-2000 los parámetros aplicables en este caso son:

Tm	200°C
Ta	30°C
Tr	20 °C
α_r	0,0036
ρ_r	3,26
Ko	257,78

TCAP 2,6

5. Cálculos

Los dos valores de despeje de falla que vamos a considerar obtenemos los siguientes resultados:

- $t_c = 0,5 \text{ s}$ $I = 40,59 \text{ kA}$
- $t_c = 1 \text{ s}$ $I = 28,70 \text{ kA}$

Ahora comprobamos que se cumple: $I_{th}(\text{Conductor}) > I_{th}(\text{Sistema})$

Puesto que $I_{th}(\text{Sistema}) = 4,84 \text{ kA}$ se cumple en ambos caso la condición. Este valor se ha obtenido del estudio de cortocircuito realizado en el módulo IV de la memoria del proyecto y corresponde al caso más desfavorable que es un cortocircuito trifásico en el escenario Avenida 2020 máxima demanda.

Como se puede observar los valores calculados de la corriente de cortocircuito del conductor son mayores que la corriente de cortocircuito definida para el sistema eléctrico.

También se ha podido verificar que los conductores se encuentran en capacidad de soportar las corrientes de cortocircuitos definidas en el sistema eléctrico.

2.1.4 Resultados

De las condiciones anteriormente indicadas, se concluye que el conductor seleccionado está en capacidad de soportar las condiciones más críticas de operación del sistema.

Sección	283 mm ²
Tipo de Conductor	AAAC
Material	Aluminio

2.2 Dimensionamiento del interruptor de alta tensión

2.2.1 Cálculos

Para especificar la corriente nominal y la capacidad de interrupción nominal de los interruptores, tenemos en cuenta el interruptor con las condiciones más desfavorables, es decir, el interruptor de salida de línea, por el que circulará la intensidad correspondiente al transformador de potencia más la potencia de la línea eléctrica existente que va a ser seccionada. El transformador es de 26MVA y la capacidad de la línea, obtenida de la base de datos del SEIN es de 100MVA. Con vista a posibles modificaciones en el estado de la red, vamos a considerar 150MVA a la hora de hacer los cálculos.

Para su cálculo utilizamos la siguiente expresión:

$$I_s = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V_n}$$

Donde:

- S potencia en MVA
 Vn tensión nominal en kV
 Is intensidad en A

2.2.2 Resultados

La corriente nominal de salida de línea obtenida es:

$$I_N = \frac{150 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 138 \cdot 10^3} = 627 \text{ A}$$

La corriente de dimensionamiento de los interruptores deberá ser mayor que la corriente de salida de línea obtenida.

$$I_{int} \geq I_N$$

Siendo,

I_N : Corriente nominal del sistema de 138 kV

I_{int} : Corriente de dimensionamiento del interruptor del sistema de 138 kV

Por tanto, teniendo en cuenta los resultados, los interruptores instalados tendrán las siguientes características:

Interruptor de 138 kV	
Tensión de servicio	138 kV
Tensión máxima de equipo	145 kV
Corriente nominal	3.150 A
Corriente de cortocircuito (1s)	31,5 kA

Tabla 5. Interruptor sistema 138 kV

2.3 Dimensionamiento del seccionador de alta tensión

2.3.1 Cálculos

Para especificar la corriente nominal y la capacidad de interrupción nominal de los seccionadores, tenemos en cuenta el seccionador con las condiciones más desfavorables, es decir, el seccionador de salida de línea, por el que circulará la intensidad correspondiente al transformador de potencia más la potencia de la línea eléctrica existente que va a ser seccionada. El transformador es de 26MVA y la capacidad de la línea, obtenida de la base de datos del SEIN es de 100MVA. Con vista a posibles modificaciones en el estado de la red, vamos a considerar 150MVA a la hora de hacer los cálculos.

Para su cálculo utilizamos la siguiente expresión:

$$I_s = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V_n}$$

Donde:

S potencia en MVA

V_n tensión nominal en kV

I_s intensidad en A

2.3.2 Resultados

La corriente nominal de salida de línea obtenida es:

$$I_N = \frac{150 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 138 \cdot 10^3} = 627 \text{ A}$$

La corriente de dimensionamiento de los seccionadores deberá ser mayor que la corriente de salida de línea obtenida.

$$I_{secc} \geq I_N$$

Siendo,

I_N: Corriente nominal del sistema de 138 kV

I_{secc}: Corriente de dimensionamiento del seccionador del sistema de 138 kV

Por tanto, teniendo en cuenta los resultados, los seccionadores instalados tendrán las siguientes características:

Seccionador de 138 kV	
Tensión de servicio	138 kV
Tensión máxima de equipo	145 kV
Corriente nominal	1.250 A
Corriente de cortocircuito (1s)	31,5 kA

Tabla 6. Seccionador sistema 138 kV

2.4 Dimensionamiento del cable aislado

La conexión de la salida del transformador de potencia con la celda de protección del transformador se realizará mediante un cable de media tensión.

El cable que se va a instalar será de aluminio con aislamiento XLPE.

Estos cables deben ser capaces de transmitir la corriente nominal del transformador:

$$I_{N \text{ trafo}} = S_{N \text{ trafo}} / (\sqrt{3} \cdot U_N)$$

$$I_{N \text{ trafo}} = 652,66 \text{ A}$$

Siendo:

$I_{N \text{ trafo}}$: Corriente nominal del transformador de potencia

$S_{N \text{ trafo}}$: Potencia aparente del transformador de potencia

U_n : Tensión nominal del sistema de 23 kV

La corriente de cortocircuito trifásico proyectada para la subestación ha sido calculada en el estudio de cortocircuito.

Directamente enterrado a una profundidad de 1 metro.

2.4.1 Criterios de diseño

El cable de media tensión de alimentación del transformador será dimensionado según los criterios:

- Máxima corriente admisible
- Corriente de cortocircuito

2.4.1.1 Cálculo por máxima corriente admisible

1. Determinación de la sección del conductor y por tanto de la corriente máxima que puede circular por él.

Con una sección de 185mm² de aluminio con aislamiento XLPE, se tiene una capacidad de corriente por terna de:

$$I_{MAX} = 345 \text{ A}$$

2. Determinación de los factores de corrección según el tipo de instalación:

F_T Factor de agrupamiento de ternas

Se instalaran tres ternas de cable unipolar en contacto directo, por tanto, $F_T = 0,65$

3. Cálculo de la corriente corregida

$$I_{\text{corregida}}(A) = n^{\circ} \text{ternas} \cdot F_T \cdot I_{\text{max}}(A)$$

$$I_{\text{corregida}}(A) = 3 \cdot 0,65 \cdot 345 = 672,75$$

4. La corriente que puede pasar por el cable debe ser mayor que la corriente máxima que circula

$$I_{\text{corregida}} > I_{N \text{ trafo}}$$

$$672,75 > 652,66 \text{ A}$$

2.4.1.2 Cálculo por corriente de cortocircuito

La corriente de cortocircuito que puede soportar el conductor debe ser mayor que la corriente de cortocircuito del sistema de 23 kV.

$$I_{CC\ MAX} > I_{CC} = 6,257\text{ kA}$$

Siendo:

I_{CCMAX} : Corriente de corto-circuito máxima soportable por el cable

I_{CC} : Corriente de corto-circuito de la subestación

$$I_{CCMAX} = 22\text{ kA}$$

Por tanto, el cable soporta la corriente de cortocircuito de la subestación.

$$I_{CCMAX} > I_{CC\ SE}$$

$$22\text{ kA} > 6,257\text{ kA}$$

2.5 Transformador de potencia

La subestación recogerá la energía generada por la central solar fotovoltaica:

- Ramal 1: 9 MW
- Ramal 2: 9 MW

De acuerdo con lo estipulado por el código de red y como se explica en documento principal de este proyecto, el factor de potencia en el punto de conexión se encontrará entre 0,95 inductivo y 0,95 capacitivo.

$$\cos\phi = 0,95$$

Siendo:

$\cos\phi$: factor de potencia nominal del sistema

2.5.1 Cálculos

$$S_{TrCal} = \frac{P}{\cos\phi}$$

Siendo:

P: Potencia activa nominal de la central solar

$\cos\phi$: factor de potencia nominal del sistema

S_{TrCal} : Potencia aparente mínima del transformador de potencia

2.5.2 Resultados

Se debe instalar un transformador de potencia igual o superior a la calculada.

$$S_{Tr} \geq S_{TrCal}$$

$$S_{TrCal} : \quad 18,95\text{ MVA}$$

En la revisión de ingeniería se ha recalculado este valor para tener en cuenta los cables de media tensión, los transformadores de media tensión, etc., mediante un flujo de cargas. Finalmente el transformador instalado tendrá las siguientes características:

Características principales	
Tipo de transformador	Trifásico intemperie
Líquido dieléctrico	Aceite
Servicio	Continuo
Frecuencia	60 Hz
Refrigeración	ONAN
Potencia asignada	26 MVA
Tensiones asignadas en vacío	138.000/23.000 V
Grupo de conexión	YNd5
Regulación bajo carga	$\pm 25 \times 1,25\%$
Impedancia de cortocircuito	12,5%

Tabla 7. Transformador de potencia

2.6 Reactancia de puesta a tierra

Para el cálculo se empleó la norma ANSI/IEEE Std 32 1972 ratificada en 1990 y denominada "IEEE Standard Requirements, Terminology, and Test Procedure for Neutral Grounding Devices".

Para el cálculo del transformador zig-zag de puesta a tierra, inicialmente se debe seleccionar la corriente deseada de aporte a la falla con el fin de garantizar la operación correcta de las protecciones. Es recomendable tomar valores de aporte al cortocircuito entre 400 y 600 amperios, valores que garantizan la operación adecuada de los dispositivos de sobrecorriente en caso de presentarse una falla monofásica. Para nuestro sistema se ha seleccionado un valor de aporte de corriente a la falla de 500 amperios.

Corriente de cortocircuito monofásica deseada: $I_{cc0} = 500A$

Tensión nominal: $V_n = 23 \text{ kV}$

En el transformador zig-zag de puesta a tierra, ante una falla monofásica van a circular 500 A por el neutro y por cada fase la corriente será aproximadamente 167 A.

2.6.1 Cálculo de la potencia en falla

$$S_{\text{falla}} = 167 \cdot \sqrt{3} \cdot 23000 = 6,653 \text{ MVA}$$

Para determinar la potencia continua del transformador zig-zag de puesta a tierra, se pueden considerar los tiempos dados en la siguiente tabla, la cual fue tomada de la norma ANSI/IEEE Std 32 1972.

En este caso se ha considerado un tiempo máximo de un minuto para la duración de la circulación de corriente de falla a través del transformador de puesta a tierra; para este tiempo se tiene un factor del 7% entre la potencia en falla y la potencia nominal continua.

Rated Time of Device	Continuous Duty Current in Percent of Thermal Current Rating	
	Reactors, Ground-Fault Neutralizers, and Transformers Used For Grounding	Resistors
10 s	3	0
1 min	7	0
10 min	30	0
Extended Time	30	0

NOTE — Where there is a third harmonic component of current, it shall not exceed 15 percent of the rated continuous duty current.

Tabla 8. Factor de potencia en falla frente a potencia continua

2.6.2 Cálculo de la potencia continua

$$S_{\text{continua}} = S_{\text{falla}} \cdot \text{factor} = 6,653 \text{ MVA} \cdot 7\% = 465,7 \text{ kVA}$$

2.6.3 Cálculo de la impedancia de cortocircuito

$$Z_{\text{cc}} = \frac{3 \cdot S_{\text{continua}}(\text{MVA})}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{cc10}}(\text{kA}) \cdot V_n(\text{kV})}$$

$$Z_{\text{cc}} = \frac{3 \cdot 0,4657}{\sqrt{3} \cdot 0,5 \cdot 23} = 7\%$$

2.6.4 Resultados

Las características básicas del dimensionamiento del transformador zig-zag de puesta a tierra son las siguientes:

- Potencia = 465,7 kVA
- 23kV Conexión ZZ
- $Z_{cc} = 7\%$

El transformador de puesta a tierra garantiza un aporte ante falla monofásica en la barra de 23kV de aproximadamente 500 amperios, valor que permite la operación normal de las protecciones convencionales.

3 LÍNEA ELÉCTRICA

3.1 Resistencia eléctrica de la línea

$$R_L = \frac{L(Km) \cdot R(\Omega/Km)}{n}$$

donde,

- L Longitud de la línea en km
- R Resistencia eléctrica a 20°C en Ω/km
- R_L Resistencia total de la línea en Ω
- n Número de conductores por fase

3.2 Reactancia del conductor

$$X_L = \left(2 \cdot \pi \cdot f(Hz) \cdot \left(\frac{\mu}{2 \cdot n} + 4,60 \cdot \log(D/r) \right) \cdot 10^{-4} \right) \cdot L(Km)$$

donde,

- L Longitud de la línea en km
- f Frecuencia de la red en Hz
- X_L Reactancia total de la línea
- r Radio equivalente del conductor en mm
- n Número de conductores por fase
- μ Permeabilidad magnética del conductor. Para conductores de cobre, aluminio y aluminio-acero tiene un valor de 1.
- D Separación media geométrica entre los conductores en mm

$$D = \sqrt[3]{d_{12} \cdot d_{13} \cdot d_{23}}$$

3.3 Capacidad media de la línea

$$C = \frac{0,0242}{\log(D/r)}$$

donde,

- C Capacidad media de la línea
- r Radio equivalente del conductor en mm
- D Separación media geométrica entre los conductores en mm

3.4 Pérdidas de potencia

- Potencia máxima perdida:

$$P_{perd.max}(W) = 3 \cdot R(\Omega/Km) \cdot (I_{max}(A))^2 \cdot L(Km)$$

donde,

$P_{perd.máx}$ Potencia máxima perdida en W

R Resistencia eléctrica a 20°C en Ω/km

L Longitud de la línea en km

$I_{máx}$ Intensidad nominal máxima en A

- Pérdidas de potencia en porcentaje (%):

$$\Delta P(\%) = \frac{P_{perd.max}(kW)}{P_{trans.}(kW)} \cdot 100$$

donde,

$P_{perd.máx}$ Potencia máxima perdida en kW

P_{trans} Potencia transmitida por el cable en kW

3.5 Caída de tensión

El modelo de línea corta se obtiene multiplicando la impedancia en serie por unidad de longitud por la longitud de la línea:

- Impedancia de la línea

$$\bar{Z} = (R_L + j \cdot X_L)$$

- Tensión de fase en carga:

$$\bar{U}_c = U / \sqrt{3}$$

- Intensidad de diseño de la línea:

$$\bar{I}_c = \frac{\bar{S}_c^*}{3 \cdot \bar{U}_c^*}$$

- Tensión de fase en el origen:

$$\bar{U}_0 = \bar{U}_c + \bar{Z} \cdot \bar{I}_c$$

- Caída de tensión en porcentaje (%):

$$\Delta U(\%) = \frac{\overline{U}_0 - \overline{U}_c}{U_{nom}}$$

3.6 Efecto corona

El efecto corona es la condición para la resistencia dieléctrica del aire y el campo eléctrico creado en la superficie del conductor, ocurre cuando el campo eléctrico en la superficie del conductor es tal que excede la fuerza dieléctrica del aire.

La tensión a la que empieza a aparecer el efecto corona se denomina tensión crítica disruptiva y se calcula utilizando la fórmula de Peek.

Se tomará como rigidez dieléctrica del aire 29,8 kV/cm a 25°C y 710 mmHg.

$$U_c = \frac{29,8(kV/cm)}{\sqrt{2}} \cdot \sqrt{3} \cdot m_c \cdot \delta \cdot m_t \cdot \frac{r}{\beta} \cdot \ln(D/r)$$

donde,

U_c	Tensión crítica disruptiva en kV
m_c	Coeficiente de rugosidad del conductor (de 0,83 a 0,87)
δ	Factor de corrección de la densidad del aire dependiendo de la presión barométrica y de la temperatura
m_t	Coeficiente de efecto pluvial (1 para clima seco y 0,8 para clima húmedo)
β	Factor que tiene en cuenta la disposición de los conductores (dúplex, triplex...)
r	Radio equivalente del conductor en cm
D	Separación media geométrica entre los conductores en cm

- Factor de corrección de densidad

$$\delta = \frac{3,921 \cdot h}{273 + \theta}$$

donde,

h	Presión barométrica en cm Hg
θ	Temperatura en °C

- Presión barométrica (mediante fórmula de Halley)

$$\log(h) = \log(76) - \frac{Y}{18336}$$

donde,

Y Altura sobre el nivel del mar

3.7 Intensidad nominal máxima

$$I_{max}(A) = \frac{P_{nom}(W)}{\sqrt{3} \cdot U_{nom}(V) \cdot \cos \varphi}$$

donde,

$I_{m\acute{a}x}$ Intensidad nominal máxima en A

P_{nom} Potencia nominal en W

U_{nom} Tensión nominal en V

$\cos \phi$ Factor de potencia

3.8 Resultados

Conductor	Greeley
Pérdida de potencia	
ΔP	110 kW
ΔP	0,07%
Caída de tensión	
ΔU	59,3 V
ΔU	0,07%
Efecto corona	
$U_{crítica\ disruptiva}$	177,67 kV
$U_{máxima}$	145 kV
Intensidad máxima	
$I_{max.\ conductor}$	908 A
$I_{nominal}$	627,55 A

Tabla 9. Parámetros de la línea eléctrica

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



PROYECTO FIN DE CARRERA

INGENIERIA INDUSTRIAL

**CONEXIONADO A RED DE UNA PLANTA
FOTOVOLTAICA DE 18MW EN LA
LIBERTAD – PERÚ**

ANEXO III – ESTUDIO ECONÓMICO

AUTOR: Natalia Calvo Marín

TUTOR: Pablo Ledesma Larrea

Madrid, a 9 de junio de 2015

CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA EL MILAGRO 18 MW

Estudio económico

CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA EL MILAGRO 18 MW

Estudio económico

ÍNDICE

1	PLANTA FOTOVOLTAICA.....	5
2	SUBESTACIÓN.....	6
3	LÍNEA ELÉCTRICA	7

CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA EL MILAGRO 18 MW

Estudio económico

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.	PRESUPUESTO PLANTA FOTOVOLTAICA	5
TABLA 2.	PRESUPUESTO SUBESTACIÓN	6
TABLA 3.	PRESUPUESTO LÍNEA ELÉCTRICA.....	7

CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA EL MILAGRO 18 MW

Estudio económico

1 PLANTA FOTOVOLTAICA

Para la realización del siguiente estudio económico se ha tomado como referencia datos de la experiencia, de otros proyectos similares y estimaciones lo más exactas posible.

En este estudio se han considerado únicamente los equipos más importantes.

	Ud.	Precio ud. (€/ud)	Precio total (€)
Módulos fotovoltaicos	59.616	240	14.307.840
Estructuras soporte	59.616	150	8.942.400
Inversor	36	125.000	4.500.000
Centro de transformación Transformador elevador Celdas MT	18	260.000	4.680.000
Cable MT	5.000 m	5,8	29.000
TOTAL SUBESTACIÓN			32.459.240 €

Tabla 1. Presupuesto planta fotovoltaica

2 SUBESTACIÓN

Igual que en el caso anterior, cabe matizar que para la realización del siguiente estudio económico se ha tomado como referencia datos de la experiencia, de otros proyectos similares y estimaciones lo más exactas posible.

En este estudio se han considerado únicamente los equipos eléctricos más importantes y se han excluido muchas partidas como la obra civil, las estructuras soporte, la puesta a tierra, los servicios auxiliares, etc., por considerarse que están fuera del alcance de este proyecto.

	Ud.	Precio ud. (€/ud)	Precio total (€)
EQUIPOS 138 kV			
Autoválvulas	9	2.300	20.700
Transformadores de tensión capacitivos	2 juegos	4.200	8.400
Transformadores de tensión inductivo	1 juego	4.200	4.200
Seccionador con puesta a tierra	2	8.800	17.600
Transformadores de corriente	3 juegos	4.100	12.300
Interruptor tripolar	3	30.000	90.000
Seccionador tripolar	6	8.400	50.400
EQUIPOS 23 kV			
Celda conexión transformador	1	5.800	5.800
Celda conexión central solar	2	5.600	11.200
Celda conexión transformador SSAA	1	4.800	4.800
Transformador de potencia 26 MVA	1	240.000	240.000
Reactancia de puesta a tierra	1	14.800	14.800
Sistema de protecciones y control	1	100.000	100.000
TOTAL SUBESTACIÓN			580.200 €

Tabla 2. Presupuesto subestación

3 LÍNEA ELÉCTRICA

Para la realización del siguiente estudio económico se ha tomado como referencia datos de la experiencia, de otros proyectos similares y estimaciones lo más exactas posible.

En este estudio se han considerado únicamente los equipos eléctricos más importantes y se han excluido otras partidas por considerarse que están fuera del alcance de este proyecto.

	Ud.	Precio ud. (€/ud)	Precio total (€)
EQUIPOS 138 kV			
Conductor – Greeley AAAC	1500 m	2,9	26.100
Apoyos	8	4.200	33.600
Aisladores y herrajes	16 juegos	280	4.480
Accesorios	PA		9.627
TOTAL LÍNEA ELÉCTRICA			73.807 €

Tabla 3. Presupuesto línea eléctrica